

Ee. PR. ^{Biblioteca}
418-G. 43160

HD9581.4.E97

F37

1995

UNIVERSIDADE TÉCNICA DE LISBOA
INSTITUTO SUPERIOR DE ECONOMIA E GESTÃO



O Mercado Europeu do Gás Natural: Economia e Política

Dalila Maria Passarinho Lopes Farinha

Dissertação para obtenção do grau de
Mestre em Economia Internacional

Realizada sob a orientação do Professor
Álvaro Gonçalves Martins Monteiro

Constituição do Júri das Provas:
Professor António Francisco Espinho Romão
Professor Álvaro Gonçalves Martins Monteiro
Professora Maria Isabel Rebelo Teixeira Soares



Aos meus pais



Agradecimentos

Ao meu orientador científico, Professor Álvaro Martins, pela definição de perspectivas, enquadramento do trabalho e sugestões.

Também o meu sincero agradecimento ao Sérgio Faria e à Eng^a Isabel Fernandes, da Transgás, pelo auxílio e pela prontidão revelada.

Muito em especial, aos meus pais e ao meu irmão.

Lisboa, 29 de Outubro de 1995

Dalila Maria Passarinho Lopes Farinha

O Mercado Europeu do Gás Natural: Economia e Política

Resumo

Muito embora se tenha conseguido quebrar a relação determinística que existia entre crescimento económico e consumo de energia, os requisitos energéticos da actividade económica continuam a ser substanciais. O petróleo é actualmente a fonte de energia primária mais utilizada. No entanto, uma abordagem de longo prazo requer a consideração de fontes alternativas, com viabilidade para sustentar o crescimento de uma economia cada vez mais complexa e internacionalizada. A diversificação das fontes de abastecimento e a protecção do ambiente constituem as grandes traves mestras das orientações de política energética para os próximos anos. Neste sentido, o gás natural tem-se revelado, ao longo dos anos, uma fonte energética credível e bastante menos poluente.

A economia do gás natural e, muito concretamente, o mercado europeu do gás, constituem o fulcro da presente dissertação. Da interacção com as relações de força na área política resultam formas de estruturação dos mercados muito peculiares, que importa ter em consideração na elaboração dos programas energéticos dos anos vindouros. Neste trabalho caracterizam-se os actuais mercados do gás e ponderam-se os factores que poderão estar na base da utilização generalizada desta fonte de energia. Em particular, explora-se o cerne do negócio do gás, a procura que lhe dá forma, os contratos que lhe servem de base e as formas de canalização para o mercado; aborda-se o papel do poder regulador num sector estratégico e consideram-se os factores que dão azo ao acréscimo das trocas inter-países. Paralelamente, traçam-se os cenários energéticos de uma Europa em construção, onde o abastecimento energético constitui um dos seus pilares mais relevantes.

European Natural Gas Market: Economics and Politics

Abstract

Even though the direct relationship between economic growth and energy consumption has been broken, economic activity energy requirements are still substantial. Oil is currently the most used primary energy source in the world. However a long term approach requires the consideration of alternative resources, capable of supporting the economic growth of an internationalized economy. The diversification of energy sources and environmental protection will remain the leading elements of energy policies for the next decades. In this sense, natural gas has shown to be a reliable fuel and much less aggressive to the environment.

Natural gas economics and particularly the european gas market are the main subjects of this document. The interaction between economic and political agents gives rise to peculiar market structures, which need to be taken into account while setting up national and supranacional energy policies. We characterize current gas markets and analyse the underlying factors of a general usage of natural gas. Specifically, we explore natural gas business core, as well as the associated demand framework, contractual structure underlying and ways of canalizing the gas to the market; we consider the public intervention in a strategic sector and the factors that contribute to the international trade expansion. Additionally, we outline the future in the European Community market, where the energy provisions have always been a fundamental feature of the european construction.



Índice

INTRODUÇÃO	1
1. Contexto, motivação e objectivos da tese	1
2. Estrutura da dissertação	3
I. MERCADOS E COMÉRCIO INTERNACIONAL DE GÁS NATURAL	5
1. Caracterização dos Mercados: A Natureza do Negócio do Gás	5
1.1 O gás ao longo do tempo: considerações históricas	5
1.2 Os grandes produtores: recursos, custos e motivações	9
1.2.1 Produção mundial	9
1.2.2 Holanda	11
1.2.3 Reino Unido	12
1.2.4 Noruega	13
1.2.5 Argélia	14
1.2.6 Ex-URSS e Europa de Leste	16
1.2.7 Médio Oriente	18
1.3 A infraestrutura de transporte e a (in)flexibilidade do mercado	19
1.3.1 Custos e formas/meios de transporte	19
1.3.2 Transporte via gasoduto	20
1.3.3 Transporte de GNL	21
1.3.4 Investimentos em capital dos sistemas de transporte de GN	22
1.4 Extensão e interligação da rede europeia de transporte de gás	25
1.5 A procura	29
1.5.1 Os segmentos de mercado	29
1.5.2 Dinâmica da concorrência do GN com outras formas de energia	32
1.5.2.1 No sector industrial	34
1.5.2.2 No sector terciário e residencial	35
1.5.2.3 Na produção de energia	37
1.6 Estruturas de mercado	37
1.7 Cartelização do mercado: o poder e a quota de mercado	40
2. Contratos Gasistas: Modelos Contratuais e Esquemas de Preços	44
2.1 O processo de negociação e celebração de contratos	44
2.2 A formação do preço	47
2.2.1 Factores condicionantes	47
2.2.2 Os preços-base	48
2.2.3 Indexação	48
2.2.4 Cláusulas <i>take or pay</i>	49
2.2.5 Subsidição	49
2.3 Políticas de preços	50
2.4 Cobertura do risco	52
2.5 O portfólio de contratos e a influência da infraestrutura	55
2.6 Estruturas contratuais na Europa: Continente <i>versus</i> Reino Unido	56

3. O Papel do Poder Regulador	60
3.1 O Estado na organização do sector	60
3.2 O Estado na negociação dos contratos	67
3.3 O impacto das políticas energéticas na exploração e <i>marketing</i> do gás	69
3.4 O sistema de Acesso de Terceiros à Rede (ATR)	71
3.4.1 Filosofia do <i>common carrier</i>	71
3.4.2 Dinâmica de forças no mercado	73
3.5 A privatização na indústria gasista	76
3.5.1 Efeitos sobre a concorrência e preços	76
3.5.2 Um caso: o Reino Unido	79
3.5.3 Entidades reguladoras	84
3.6 Um poder regulador supranacional?	86
3.7 O GN em Portugal: decisão política e papel do Estado	88
4. O Gás no Comércio Internacional	91
4.1 Padrão de comércio e formas de intercâmbio	91
4.2 A disponibilidade da oferta e a pressão da procura	93
4.3 Sobre a taxa de exploração	95
4.4 A penetração do gás no mercado: alternativas de mercado	96
4.5 Potencial para um comércio internacional de gás acrescido: possíveis consequências	99
 II. O GN NA CONSTRUÇÃO EUROPEIA	 102
1. Generalidades	102
1.1 A política energética e o Mercado Interno da Energia	102
1.2 Requisitos e potenciais obstáculos à concretização do MIE	104
1.2 A energia na vanguarda da cooperação europeia	107
2. Segurança no Abastecimento e Diversificação de Importações	108
2.1 Especificidades e vulnerabilidades nacionais	108
2.2 Regionalização dos mercados	112
2.3 Medidas para obstar à vulnerabilidade	114
3. A Renovada Consciência Ambiental e as Implicações da Cadeia Gasista	116
3.1 O GN como fonte de energia limpa	116
3.2 Na fase de exploração e produção	117
3.3 No transporte e na distribuição	117
3.3.1 Por gasoduto	117
3.3.2 De GNL	118
3.4 Nas utilizações finais	118
3.5 A integração de objectivos ambientais na política e no planeamento energéticos	119

4. O Futuro Mercado Europeu do Gás	122
1. Reservas, recursos potenciais e produção física potencial de gás	122
2. Perspectivas de mercado para o ano 2000	125
3. Perspectivas sobre a evolução da produção	127
CONCLUSÕES	131

Índice de Gráficos

I.1.A - Produção de gás natural no mundo	9
I.1.B - Os maiores jazigos do mundo	10
II.2.A - Consumo de gás natural no mundo	113

Índice de Quadros

I.1.A- As dez maiores empresas a nível mundial (1993)	11
I.1.B - Exportações argelinas	15
I.1.C - Consumo por sector na Europa Ocidental	31
I.1.D - Estrutura do consumo de GN por sector (1992)	32
I.1.E - Penetração do gás nos balanços energéticos	33
I.1.G - Estatísticas de 1993 em comparação com os três equilíbrios	42
I.4.A - Evolução do comércio internacional de gás	92
I.4.B - Comércio internacional de gás 92/93	93
II.2.A - Balanço gasista da CE em 1993	110
II.2.B - Cobertura das importações pelas exportações	111
III.1.A - Reservas mundiais provadas (1994)	123
III.1.B - Produção de gás comercializável (1994)	124

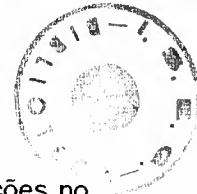
INTRODUÇÃO

1. Contexto, motivação e objectivos da tese

As últimas décadas têm deixado bem explícita a necessidade de alicerçar credivelmente as respostas às exigências energéticas de uma actividade económica mundializada e cada vez mais complexa. Na ausência de um sistema energético sólido e suficientemente versátil para aceitar inevitáveis reajustamentos, as economias nacionais sempre padecerão de uma considerável fragilidade. Em países energético-dependentes, o factor produtivo energia reveste-se de especial atenção: quando não lhes é possível dispôr internamente deste recurso, a sua aquisição no exterior envolve sempre volumosos custos, requerendo também uma dedicação acrescida no traçar de futuros cenários energéticos. Criar um pavimento energético sólido é, não só diversificar, como também apelar à cooperação e à solidariedade internacionais (particularmente verdade para uma Europa que busca um crescente envolvimento interno e externo). Serão, simultaneamente, factores económicos e extra-económicos que estarão na base de todas e quaisquer análises subjacentes ou integrantes da presente dissertação. Sem nunca esquecer as delicadas áreas em que mergulham os projectos energéticos: as da cooperação e da dependência.

Tendo tais reflexões como pano de fundo, a presente dissertação procura avançar no delinear das alternativas energéticas na Europa Ocidental e toma o Gás Natural (GN) como uma dessas alternativas. Atendendo às especificidades desta fonte energética, ponderam-se os factores que poderão estar na base de todo o empenho que as economias europeias têm colocado em ter acesso a uma outra fonte de energia (ainda) abundante na maioria dos continentes. Não procurando exclusivamente traçar os cenários que vigorarão nos próximos anos nos mercados energéticos mundiais, são os mercados gasistas europeus que terão lugar de destaque. Como protagonista, o mercado europeu será o elemento de estudo privilegiado, o ponto de partida e de chegada para muitas considerações. Uma abordagem cuidada aos contratos subjacentes e a formação do preço ao longo da cadeia gasista são o principal instrumento de análise.

Do ponto de vista económico, emergem questões relacionadas com o rendimento, as quotas de mercado, renda económica, concorrência entre fontes energéticas e entre produtores, planos para a diversificação energética, expectativas quanto a futuros preços e potenciais riscos, investimento em infraestruturas e (largos) horizontes temporais. Todas estas características se entrelaçam e tendem a gerar comportamentos e posicionamentos



económicos, nem sempre evidentes, mas de certo subjacentes às inúmeras transacções no mercado do gás. No domínio político, subsistem aspectos como a potencial ou efectiva coesão entre diferentes consumidores, as relações (cooperativas ou não cooperativas) entre actuais e/ou futuros produtores de GN, bem como as propensões para estabelecer contactos com áreas geográficas de correntes políticas distintas. É também reconhecido que o abastecimento de GN tende a ser crescentemente dependente de países politicamente turbulentos e que as incertezas políticas tendem a multiplicar-se exponencialmente com o número de fronteiras cruzadas pela rede de distribuição. Inevitavelmente, a futura evolução do mercado europeu de gás está intimamente ligada ao desenvolvimento dos mercados energéticos internacionais, às perspectivas de desenvolvimento económico da Europa Ocidental e ao evoluir do relacionamento político de regiões vizinhas. As características estruturais deste mercado tornam o seu desenvolvimento futuro particularmente incerto.

Os dois principais factores que subjazem ao renovado interesse por esta área energética prendem-se com a busca de diversificação das fontes de energia e com o impacto ambiental menos agressivo que proporciona. Na última década, as economias de energia e a utilização crescente de fontes energéticas alternativas, proporcionadas pelas novas tecnologias, transformaram-se na principal arma do Ocidente contra choques petrolíferos ditados pelos principais produtores e exportadores do ouro negro do Médio Oriente. O presente relatório procura também ponderar sobre as potencialidades do GN nesta empreitada. Existindo em grandes quantidades em todos os continentes, o gás tem-se vindo a tornar numa alternativa energética cada vez mais considerada por muitos países, onde a diversificação de aplicações e técnicas em forte desenvolvimento a que vimos assistindo jogou certamente um papel fulcral. A consciencialização de que o ambiente é uma questão internacional passou a exigir de todos os intervenientes numa das áreas de actividade mais poluentes um redobrado empenho com vista a amenizar a degradação ambiental. Numa altura em que as preocupações ambientais começam a ser omnipresentes, serão também avaliadas as potencialidades do gás como propulsor de políticas ambientais. Os aspectos relativos à segurança no abastecimento assumem particular destaque nos países que dão razão de ser ao comércio internacional do gás. Neste ponto, a crescente politização das relações económicas internacionais e a consideração de factores não-económicos nas decisões nacionais, envolvem as opções energéticas em valores alheios à pura racionalidade.

Três outros temas são fundamentais na análise do mercado: a expansão da rede de transporte, na medida em que a segurança no aprovisionamento requer um portfólio adequado de contratos (de curto e longo prazo), bem como investimentos em múltiplas instalações; as disponibilidades incertas de gás a médio/longo prazo e a evolução mais ou menos aleatória da procura; e a estrutura dos contratos de longo prazo e a sua interrelação com o poder de

mercado dos agentes, ou seja, a relação entre produtores e consumidores no contexto da teoria económica.

2. Estrutura da dissertação

Dois grandes blocos constituem o âmago da presente dissertação. O corpo do trabalho consiste numa abordagem dos mercados e do comércio internacional do GN, numa perspectiva europeia.

Procurar-se-á, primeiramente, caracterizar os actuais mercados gasistas do velho continente, bem como os contratos que servem de base à comercialização e ao consumo de gás:

- no ponto I.1, da análise da situação de mercado em alguns dos maiores produtores ao nível mundial, retiram-se alguns dos traços mais salientes dos mercados gasistas reais. Porque a infraestrutura gasista é frequentemente apontada como geradora de inflexibilidade, importa averiguar os requisitos básicos do fluxo de gás e as potencialidades da consolidação da rede europeia de transporte. Por seu turno, a procura é o factor mais determinante da evolução do mercado e, na interacção com a oferta, gera estruturas de mercado muito próprias no cenário energético;
- a contratação no mercado gasista é também muito peculiar, tipicamente de longo prazo, por associação com os requisitos de uma infraestrutura "pesada" que une produtores e consumidores. A celebração de contratos e a inerente formação do preço serão objecto de análise no ponto I.2;
- seguidamente, importa averiguar qual o papel do poder regulador na definição das regras do jogo e na organização dos mercados. A participação do Estado no processo contratual, a política energética, a liberalização no sector e a emergência de considerações de âmbito supranacional são os temas seleccionados para ilustrar o modo como o poder regulador poderá influenciar o evoluir do mercado do gás e serão partes integrantes do ponto I.3;
- os grandes fluxos de comércio internacional serão também alvo privilegiado de análise, em particular pela sua relevância numa Europa historicamente aberta ao exterior e fortemente dependente de importações. Os factores que estão na base de um comércio de gás crescentemente transfronteiriço constituirão o fulcro do capítulo 4 do bloco I.

Numa segunda parte, abordar-se-á o papel do GN na construção europeia, dando particular ênfase ao papel da energia (e muito em particular) do GN na estruturação das economias europeias, a questões relativas à segurança no aprovisionamento, à regionalização dos mercados e às questões ambientais. A política para o sector energético e a criação do Mercado Interno da Energia, bem como as potencialidades da energia na aproximação das regiões, serão

abordadas no ponto II.1. Uma Europa plenamente concorrencial não poderá nunca abster-se de considerar como estratégico o sector energético: as orientações para o sector constituirão o elemento homogeneizador num mercado regionalizado, mais ou menos vulnerável face ao exterior. O ponto II.2 abordará tais considerações. Por último, no ponto II.3, prospectivam-se os anos vindouros no mercado europeu do gás. Paralelamente, traça-se um esboço da geografia do GN no mundo e pondera-se sobre a evolução esperada da produção nos próximos anos.

Estas são as principais áreas temáticas que serão uma constante ao longo da presente dissertação. O presente estudo europocêntrico será um alerta para os factos e as tendências que tendem a travar ou a impulsionar o desenvolvimento de um mercado energético alternativo ao "desgastado" combustível negro, mas também um alerta para os problemas que futuramente poderão emergir de um anárquico ou incontrolável crescimento do mesmo.

No momento em que Portugal aposta fortemente numa nova fonte energética, a compreensão da natureza do negócio do gás, das interrelações que se geram e dos fluxos de comércio a que dá lugar afigura-se seguramente como um elemento fundamental no seu pleno aproveitamento.

I. MERCADOS E COMÉRCIO INTERNACIONAL DE GÁS NATURAL

1. Caracterização dos Mercados: A Natureza do Negócio do Gás

1.1 O gás ao longo do tempo: considerações históricas

No ambiente de mercado que tem caracterizado os mercados gasistas da Europa podemos delimitar três períodos:

- um período de expansão, que decorreu de 1960 até finais dos anos 70, e que se caracterizou por uma rápida expansão da indústria do gás, para o que pontuou a descoberta de substanciais recursos *on-shore* (nomeadamente, o jazigo de *Groningen*). O baixo custo de exploração destes recursos e o forte investimento de longo prazo em infraestruturas aliaram-se ao desejo de diversificação de fontes energéticas, com vista a escapar à dependência petrolífera, criando, assim, condições para o desenvolvimento dos mercados de gás. Em 1970, o consumo de GN equivalia a 7% da energia primária, mas no final da década havia duplicado esta percentagem;
- um período de turbulência e estagnação, na primeira metade dos anos 80: o mercado do gás sofreu então o primeiro retrocesso, com uma redução da produção europeia e um aumento dos preços no consumidor; a competitividade do gás decresceu substancialmente, pelo que se passaram a adoptar medidas de conservação de energia e se procuraram fontes originárias de importações credíveis;
- uma era de mercado mais madura: recentemente, o consumo de GN subiu ligeiramente. Nos próximos 20 anos, espera-se um crescimento modesto no consumo energético. A concorrência inter-combustíveis manter-se-á forte: o consumo de cada combustível tenderá a concentrar-se nas aplicações onde as suas características únicas são mais valorizadas. E aqui reside o grande *handicap* do GN: não tendo usos cativos, como será possível colmatar esta insuficiência? Emergirá algum sector onde a utilização do gás seja absolutamente indispensável? Ou manter-se-á como combustível alternativo?

A indústria do GN na Europa situa-se inicialmente junto aos recursos naturais descobertos em Itália e em França. Foi com as descobertas dos jazigos gigantes nos Países Baixos e uma reserva significativa no Mar do Norte que se desenvolveu a verdadeira indústria do GN. Apesar de a contribuição do gás proveniente dos Países Baixos rondar os 25% do equivalente às importações da CE, esta encontra-se ainda muito dependente de países terceiros, tais como a ex-URSS e a Argélia. Tudo começou, de facto, em 1969 com a descoberta de importantes

jazigos nas imediações de *Groningen*, nos Países Baixos, e um pouco mais tarde no Mar do Norte. Em 15 anos, de 1971 a 1986, a quota de mercado do GN no consumo de energia primária duplicou (de 9% para 18%). O grande incremento na utilização do gás verificou-se de 1970 a 1975 e a sua quota de utilização tem vindo a aumentar até hoje. A abundância de recursos, bem como as vantagens em termos ambientais que potencia, permite pensar que a sua contribuição terá uma importância crescente.

Nos seus primórdios, a indústria gasista europeia viveu sob o signo da escassez de oferta. O gás era tomado como um "combustível nobre", reservado para utilizações específicas. Para tal posicionamento contribuiu fundamentalmente a subestimação das reservas¹ holandesas e britânicas, onde pontuaram os fracos conhecimentos geológicos da época e interesses comerciais que procuravam criar uma mentalidade de escassez, fazendo elevar os preços do combustível. Os choques petrolíferos vieram enfatizar a segurança no abastecimento e a importância dos recursos endógenos europeus, numa altura em que se vislumbrava no horizonte o crescimento da procura. Historicamente, a penetração do gás em países europeus individualmente considerados tem estado sempre associada à descoberta de recursos endógenos relativamente pouco dispendiosos e ao acesso às principais redes gasistas. Em países periféricos, normalmente carentes em recursos endógenos, o desenvolvimento do sector do gás tem sido particularmente difícil, dados os elevados custos associados à construção de redes de transporte e distribuição. Para estes países, a ligação aos gasodutos dos principais fornecedores tem sido logisticamente difícil e dispendiosa.

Também no mercado gasista, o desafio da competitividade tende a ditar a atractividade económica dos recursos. A competitividade é entendida como a eficácia com que um país consegue integrar-se nas correntes de trocas mundiais através de uma recomposição das suas opções tecnológicas, industriais e organizacionais, sem incorrer em desvalorizações cambiais sucessivas. Em particular, a competitividade do GN depende, quer do seu preço, quer das vantagens e desvantagens específicas que lhe estão associadas, nomeadamente questões relacionadas com o ambiente, com a segurança no abastecimento e a sua utilização (usos cativos ou não). No futuro, o desenvolvimento do mercado do gás dependerá da sua disponibilidade e competitividade, onde os volumes, os preços e a flexibilidade das condições de entrega são cruciais. Estes factores dependem basicamente dos objectivos e estratégias dos fornecedores, o que tende a reforçar o carácter oligopolista do lado da oferta.

¹ Importa, desde logo, distinguir entre os conceitos de recurso e reserva. O recurso é um conceito físico: corresponde à quantidade do recurso natural existente no mundo; é, por definição, não conhecida completamente. A reserva é um conceito económico: é a quantidade do recurso identificada num momento determinado, para dado nível de preços e dada tecnologia.

O crescimento é, portanto, basicamente potenciado pela oferta, em particular quando emerge a possibilidade de obter rendas económicas e onde a influência dos Governos nacionais se deixa transparecer. O conceito de renda económica é frequentemente empregue relativamente ao rendimento obtido por um factor produtivo cuja oferta é fixa, inclusivé no longo prazo (curva de oferta perfeitamente inelástica ou vertical). É o caso das indústrias de extracção de recursos naturais. Sempre que existe um factor fixo que impede a entrada na indústria, existe uma renda de equilíbrio associada a tal factor: a renda económica equivale aos pagamentos na aquisição de um factor que excedem o pagamento mínimo necessário à sua geração. No caso do gás, o excesso de preço relativamente ao custo de produção corresponde à renda económica, precisamente porque é um bem cuja oferta é limitada². Não obstante, teoricamente, o poder negocial dos consumidores é superior, em especial quando actuam juntos no delinear das suas necessidades energéticas.

A generalização da utilização do GN deveu-se, não apenas à descoberta de vastas reservas de gás associado ou não associado, mas também à verificação do facto de que o gás podia ser transportado ao longo de variadas distâncias em gasodutos, com base na sua própria pressão. O factor decisivo foi a detecção das vantagens técnicas e económicas do gás no abastecimento energético da indústria e mais recentemente no sector produtor de energia. Foi, então, possível, no início dos anos 60, implementar ambiciosas estratégias para a comercialização e transporte de gás.

O GN e o petróleo têm uma origem comum, pelo que a sua prospecção e extracção é muito similar. Porém, a nível da produção, as diferenças naturais entre o petróleo e o gás começam a repercutir-se nos aspectos técnicos e económicos. Ao longo dos anos 70, o gás tornou-se tão competitivo quanto o petróleo. Quando os preços deste combustível aumentam em 1973, o gás revela-se como a fonte de energia primária mais atractiva para o equipamento flexível. Este tipo de equipamento permite a utilização de vários combustíveis, dependendo a opção dos factores que caracterizam os respectivos mercados em cada momento. Mas nos últimos cinco anos deste período, o carvão torna-se a alternativa mais barata, não obstante as suas desvantagens em termos ambientais.

As expectativas desempenham um importante papel na procura de energia. Na crise energética de 73, as expectativas que antecipassem a alta no preço do petróleo (e talvez a descida no preço do gás) teriam certamente auxiliado numa expedita e oportuna redução da procura de

² Em muitos casos, a renda económica existe porque existem restrições legais à entrada na indústria. O Governo poderá restringir o *output* de alguns produtos, com vista a gerar uma renda; uma vez criada a escassez artificial é muito difícil eliminá-la, pois as empresas que dela beneficiam opôr-se-ão a quaisquer tentativas de alargamento da indústria. Do ponto de vista da sociedade como um todo, a renda constitui um peso morto (*deadweight loss*), uma vez que não cria produto adicional, apenas determina quem são os detentores dos factores de produção.

petróleo. Os políticos poderiam argumentar que tinham sido as suas políticas (não baseadas em preços) de redução da dependência do petróleo que haviam sido o factor impulsionador da redução na procura de petróleo; outras opiniões apontariam a crescente incerteza relativamente às entregas deste combustível como a causa para que os consumidores aversos ao risco reduzissem a sua dependência; ou ainda que foram todas as incertezas geradas que potenciaram tal movimento. O facto é que as expectativas não se revelaram suficientemente astutas - as expectativas geradas não foram expectativas racionais. Recorde-se que se considera a formação de expectativas racionais sempre que os indivíduos fazem a melhor utilização possível da informação disponível, tendo como base a melhor teoria económica existente, logo gerando uma perspectiva sobre variáveis incertas que se vem a revelar correcta. As expectativas serão adaptativas se se admite que o futuro será muito semelhante ao passado, modificando-se ou adaptando-se as expectativas sempre que no passado se incorreu em erros de previsão. Muito provavelmente terão sido estas as expectativas prevalecentes no período que se seguiu ao choque petrolífero.

Os anos 80 não testemunharam nem uma elevada procura nem uma oferta escassa, pelo que os produtores europeus de GN passaram, de importadores competindo pela oferta, a exportadores competindo por mercados. De facto, as condições de oferta alteraram-se com base na percepção das reservas europeias e no volume das ofertas não-europeias. Melhorias tecnológicas facilitaram a exploração e potenciaram a formação de largos excedentes exportáveis. No entanto, mantinham-se as incertezas relativamente aos custos e preços, num mercado cada vez mais internacionalizado. Emergiram, na altura, inevitáveis considerações sobre a segurança no abastecimento, com a inerente busca de diversificação das fontes energéticas e tendo em vista a criação de um portfólio de oferta diversificado. Nos países em que tal se justificava, encorajava-se o desenvolvimento dos recursos endógenos. Subjacentes mantinham-se inabaláveis motivações ideológicas, políticas, culturais e religiosas, que adicionaram às transacções custos adicionais, em termos de infraestrutura de transporte e de distribuição e pelo facto de não se praticarem descontos comerciais.

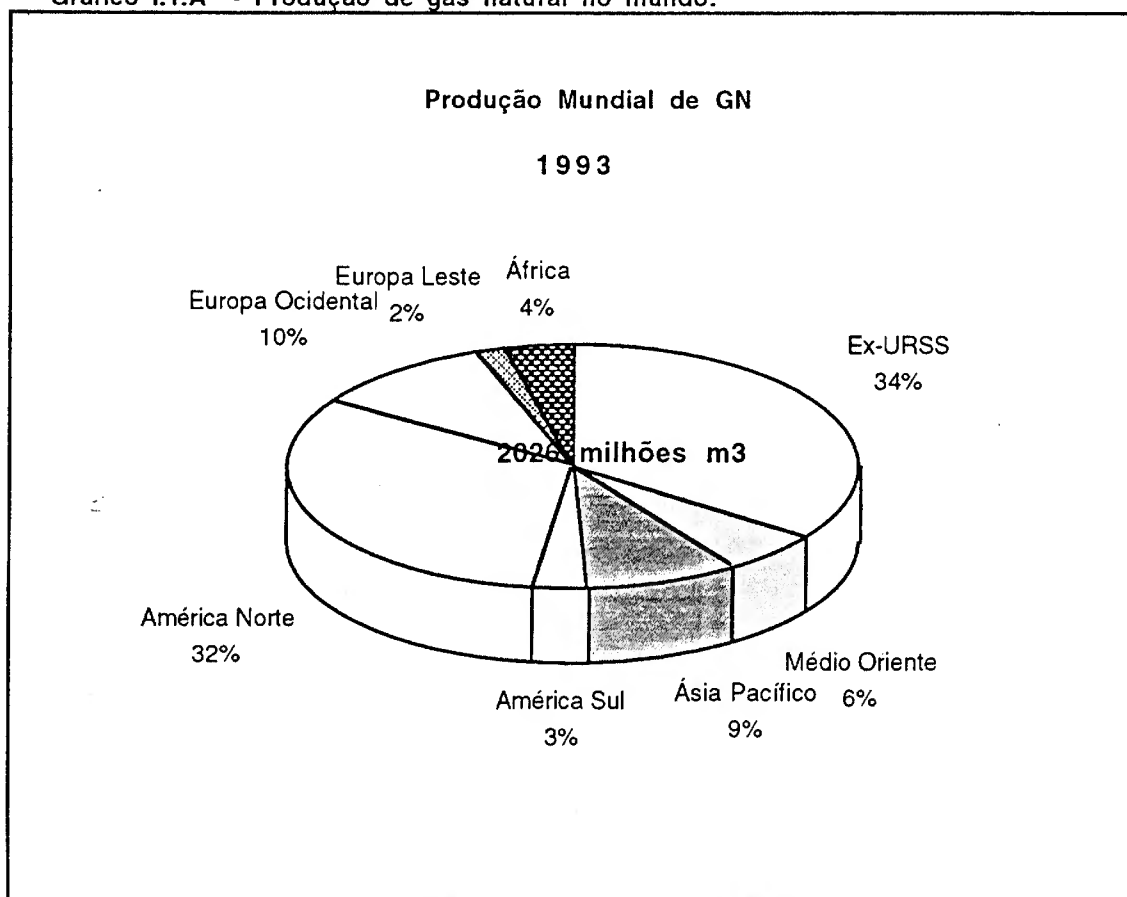
Em finais dos anos 80, as reservas e a produção de gás estavam relativamente concentradas: os maiores produtores eram um pequeno grupo de multinacionais e empresas total ou parcialmente públicas (cf. **Gráfico I**, Anexo I). Todas elas detinham (com a excepção da Alemanha) uma posição dominante, monopólio ou quase-monopólio, no transporte a longa distância. Apenas a França detinha um monopólio legal. A participação do sector privado nas empresas de distribuição manifestava-se por uma combinação de interesses nacionais e de empresas petrolíferas internacionais.

1.2 Os grandes produtores: recursos, custos e motivações

1.2.1 Produção mundial

Neste ponto, é feita uma súmula das principais características dos grandes produtores de GN, europeus e não europeus, relevantes no abastecimento à Europa. Vejamos, previamente, como se distribui percentualmente a produção de gás pelas grandes áreas geográficas:

Gráfico I.1.A - Produção de gás natural no mundo:



Fonte: "Natural Gas: World Reserves and International Markets",
Pieter Dekker, 1994

Duma análise por grandes blocos económico-comerciais, podemos constatar que o mercado europeu retém uma quota na produção mundial que ronda os 10%. Cerca de dois terços da produção mundial de gás está concentrada em dois blocos de países política e economicamente poderosos: a América do Norte e os países da ex-URSS, em particular a Rússia. Abstendo-nos, por ora, de eventuais repercussões que este facto possa envolver, concentrar-nos-emos numa abordagem casuística aos principais abastecedores do mercado.

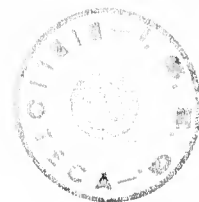
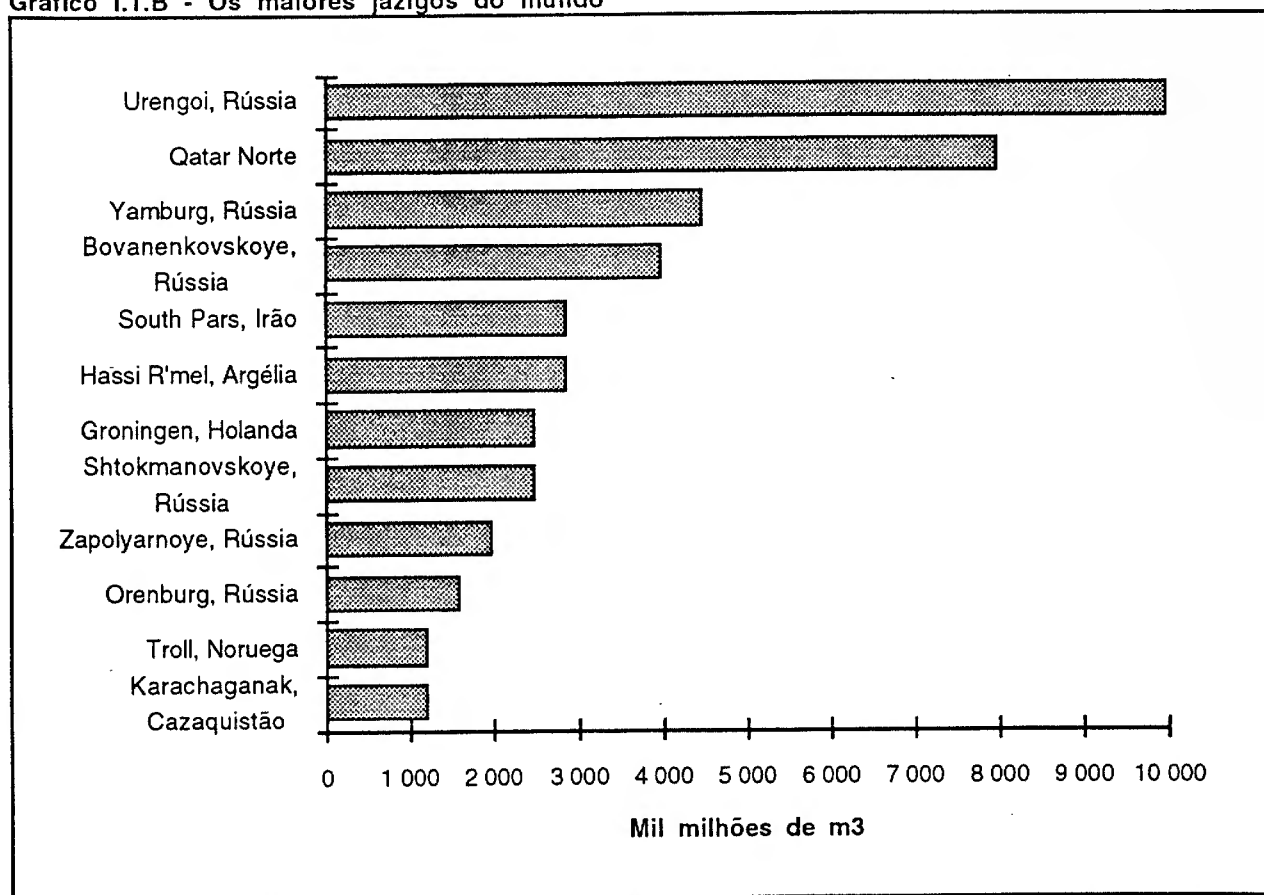


Gráfico I.1.B - Os maiores jazigos do mundo



Fonte: Natural Gas: World Reserves and International Markets,
Pieter Dekker, 1994

De entre os jazigos de maior dimensão a nível mundial, a Rússia é o país que se afigura como mais dotado em termos de reservas. Não obstante, o jazigo de *Hassi R'Mel*, na Argélia, virá a desempenhar um importante papel no abastecimento à Europa Ocidental e afirma-se como particularmente relevante para Portugal. De entre os jazigos europeus, destacam-se os de *Groningen* e de *Troll*, também eles com um potencial crescente na oferta europeia.

Numa abordagem microeconómica, as empresas com maior quota no mercado mundial são as que constam do quadro seguinte:

Quadro 1.1.A- As dez maiores empresas a nível mundial (1993)

Produção de GN Comercializável				Reservas de Gás Provadas			
	Empresa	País	Volume (milhões de m3)		Empresa	País	Volume (milhões de m3)
1	Gazprom	Rússia	578,0	1	Gazprom	Rússia	48 310
2	RD/Shell	Holanda/RU	66,0	2	NIOC	Irão	21 000
3	Exxon	EUA	58,4	3	QGPC	Qatar	7 070
4	Sonatrach	Argélia	57,0	4	ADNOC	Abu Dhabi	5 324
5	Mobil	EUA	47,5	5	Saudi Aramco	Arábia Saudita	5 134
6	Amoco	EUA	41,0	6	PDVSA	Venezuela	3 750
7	Saudi Aramco	Arábia Saudita	35,9	7	Sonatrach	Argélia	3 700
8	Chevron	EUA	29,0	8	NNPC	Nigéria	3 451
9	NIOC	Irão	27,0	9	INOC	Iraque	3 100
10	Pemex	México	25,5	10	Pemex	México	1 973

FONTE: Natural Gas in the World
1994 Survey, CEDIGAZ

A *Gazprom* é, não apenas a maior empresa produtora de GN, como é também a empresa cuja dimensão das reservas provadas na sua posse é maior.

1.2.2 Holanda

A descoberta do jazigo de *Groningen* lançou a Holanda no mercado mundial do gás. As suas reservas são largamente superiores à procura interna e as novas descobertas têm facultado a crescente penetração no mercado europeu ocidental. Muito embora os custos de produção e distribuição sejam relativamente baixos, este país optou por explorar primeiramente os jazigos mais dispendiosos e só depois o de *Groningen* (*Groningen* é considerado a reserva estratégica da Europa). Nos anos 70, a política de vendas era selectiva internamente e restritiva para clientes estrangeiros e centrais produtoras de energia. O jazigo de *Groningen* foi considerado, em princípio, como uma reserva estratégica e o racionamento do consumo de energia foi enfatizado. Nos anos 80, tomou-se consciência que as reservas provadas de gás eram bastante superiores ao que inicialmente se havia assumido, pelo que as traves mestras da política energética passaram a ser a conservação de energia, a diversificação de fontes energéticas e o desenvolvimento de fontes de energia internas.

Nas últimas décadas, as condições de que beneficia e a sua postura política e comercial têm facultado a construção e desenvolvimento das estruturas gasistas e potenciado a formação de

fortes *lobbies* de produtores e exportadores. A actual política de exportação, assente na maximização do volume de vendas, tem procurado limitar a exposição da economia às flutuações dos preços do GN. Os objectivos subjacentes envolvem o prolongamento dos actuais contratos de exportação e a manutenção de uma reserva de gás estratégica para exportação. No longo prazo, é provável que as políticas prosseguidas venham a alterar-se substancialmente: as entidades envolvidas no comércio do gás revelam recursos, flexibilidade e condições comerciais favoráveis à manipulação e liderança nas negociações para a exportação de gás. Entretanto, a Holanda continua a ser o maior comerciante de gás da Europa Ocidental.

1.2.3 Reino Unido

O papel do Reino Unido no abastecimento da Europa dependerá muito do desempenho da *British Gas*, agora privatizada³, e da eventual ligação à rede europeia, via projectado gasoduto do Canal da Mancha. Até agora, toda a produção britânica tem sido consumida internamente. Os avanços tecnológicos conseguidos e as expectativas de abundância de reservas têm levado a uma contínua baixa de preços. Com a possibilidade de exportar para a Noruega, a taxa de esgotamento das reservas tenderá a aumentar. A actual tendência no Reino Unido (como, aliás, em toda a Europa) é para a desmonopolização do mercado do gás. Em 1986, a *British Gas* foi privatizada como uma única empresa verticalmente integrada, levando à combinação, no interior da mesma empresa, de vários estágios diferentes do processo produtivo. A privatização da indústria de produção de electricidade levou ao desmantelamento da *British Gas* em mais pequenas e mais eficientes unidades de produção. Os acordos legais e regulamentares para a utilização, por parte de outras empresas do ramo, dos gasodutos da empresa foram reforçados.

A década de 90 no mercado britânico tem presenciado uma verdadeira transição contratual: da venda de jazigos inteiros a um único comprador, passou-se à venda de parcelas a um conjunto de consumidores. O posicionamento e a reacção dos produtores face a esta alteração determinará a *gas to gas competition* e a pressão para a baixa dos preços no consumo. O consenso gerado em torno do *mix* de custos ambientais, custos com combustíveis e aceitação pública sempre tendeu a favorecer a utilização do gás e poderá ser um factor a contrabalançar esta tendência. A oferta potencial de gás britânico pressupõe a exploração de reservas que pertencem actualmente à categoria de recursos ainda não descobertos. A efectivar-se, o Reino Unido será um exportador líquido de GN a partir de 1998 e tornar-se-á um importador líquido no ano 2008.

³ A privatização da *British Gas*, pela sua relevância e potencial impacto no mercado do continente europeu, será objecto de estudo num próximo ponto do presente trabalho.

1.2.4 Noruega

Subitamente, a Noruega passou de um país pobre em recursos naturais para um dos maiores exportadores de energia primária. É o país da Europa Ocidental com maiores reservas provadas: as reservas não constituem uma restrição à actividade exportadora. Na última década emergiu como grande produtor de GN e afirmou-se como o terceiro produtor na Europa Ocidental, depois da Holanda e do Reino Unido. A exportação do gás para a Europa Continental é feita via gasoduto *Norpipe* para *Emden*, na Alemanha, e o gás da área *Frigg* é transportado via gasoduto para *St.Fergus*, na Escócia. Actualmente o consumo final de gás na Noruega é nulo, pelo que toda a produção é exportada.

Nos anos 80, a alternativa petrolífera afigurava-se bastante mais atractiva. Os elevados custos de exploração do gás requeriam a fixação de preços a um nível muito elevado, pelo que a política de exportação se direccionou mais para os recursos petrolíferos, até ao momento em que estes começaram a escassear... Foi, então, adoptado o princípio *netback pricing*: é um sistema de compromisso onde ao vendedor de gás é garantido um preço equivalente ao dos outros combustíveis concorrentes. No entanto, as incertezas quanto aos futuros níveis de preços do petróleo e das taxas de juro expunham os vendedores a consideráveis riscos financeiros. Apenas com o apoio do Estado (detendo directamente, ou através da *Statoil*, participações nas empresas exploradoras), foi possível superar os baixos preços do petróleo e as taxas de juro no período de arranque e gestação e arranque dos investimentos. A maioria dos projectos nos anos 90 será dominada por este mesmo esquema comercial. Desenvolver o mercado nórdico e exportar Gás Natural Liquefeito (GNL)⁴ para os EUA e possivelmente para outros países europeus requererá o apoio estatal explícito, apesar da já elevada exposição financeira do Estado. O progresso tecnológico, fazendo decrescer os custos em capital dos investimentos *off-shore* poderá contribuir para o suavizar das tensões financeiras, muito embora o risco e a incerteza para o Estado continuem a ser de grande magnitude. Não obstante, os maiores *risk-takers* - o Estado e a sociedade em geral - não participam efectivamente nas negociações.

Desde sempre, os produtores e o Estado noruegueses têm adoptado uma visão estratégica (de longo prazo) do seu papel nos mercados europeus de gás, em virtude de necessitarem de captar uma significativa quota de mercado para fazer face aos riscos financeiros tomados. Um desafio futuro importante para os produtores será a clarificação do mecanismo de venda do gás: que jazigos deverão ser vendidos e a que consumidores de modo a minimizar os riscos

⁴ O gás pode assumir duas formas na natureza: gasosa ou líquida. No estado gasoso, o gás flui através de gasodutos, que o conduzem aos centros de consumo; no estado líquido, o gás é arrefecido a -160 graus, o seu volume diminui em cerca de 600 vezes e é, então, transportável, via metaneiro, ao longo de maiores distâncias.

financeiros. Um elemento crítico será a rentabilidade dos novos sistemas de produção e transporte destinados aos mercados de produção de electricidade. O valor, em detrimento da quantidade, deverá ser a grande função objectivo.

1.2.5 Argélia

As suas reservas gasistas são consideráveis e tendem a aumentar, em paralelo com uma procura interna crescente. Contudo, a situação interna não facilita o pleno aproveitamento das suas potencialidades gasistas. Os problemas económicos, comuns a muitos países da OPEP com vasta população (baixos rendimentos per capita e de exportação, dívida externa, etc) exigiram a instauração de um programa de austeridade, que provocou a escassez de alimentos e que levou ao ressentimento parte da população mais jovem e pobre. Consequentes tumultos alastram a todo o país e emergem promessas de reforma política e de uma nova Constituição.

Nos anos 90, os grandes desafios para a Argélia são o desenvolvimento interno e a regularização das contas com o exterior. A promoção das exportações de gás poderá ser um meio de obter moeda forte para o alcance destas mesmas ambições. O maior *handicap* têm sido os conturbados desenvolvimentos políticos. A Argélia debate-se com um aumento no serviço da dívida externa, de cuja única saída parece ser o reescalonamento. Os principais credores são os Governos de França, Espanha, Itália e Japão. Como factor agravante, o Governo argelino tenta "comprar" a popularidade através de cortes fiscais, incluindo no imposto sobre o valor acrescentado e aumentando os benefícios sociais. No mercado gasista, as constantes recusas, por parte dos importadores, em aceitar aumentos de preços, geraram uma década de renegociações e revogação bilateral dos contratos, levando por vezes ao impasse e à consequente arbitragem por entidades internacionais. Tais encruzilhadas negociais não têm favorecido o crescimento das exportações e os volumes exportados têm-se situado bastante aquém do esperado.

Observadores da situação argelina revelam pouca confiança na capacidade dos EUA ou da União Europeia para lidar com o escalar da guerra civil no país. Os Governos ocidentais e potenciais investidores acreditam, porém, que a reforma económica e as oportunidades de investimento poderão ser criadas sem envolvimento político. No passado, os investimentos em países asiáticos ou latino-americanos, tomados como instáveis ou violentos, foram preteridos em favor da Argélia; tais países revelam-se hoje bem mais sólidos em termos de investimentos energéticos e o investimento argelino tornou-se tema *tabu*. Não obstante os crescentes problemas económicos e políticos, os responsáveis da *Sonatrach* insistem nos planos para a

expansão da capacidade de exportação. As futuras vendas destinar-se-ão preferencialmente ao transporte via gasoduto, em detrimento do GNL.

A Noruega e a ex-URSS têm sido os maiores beneficiados com os problemas entre a Argélia e os seus clientes. Passaram inclusivamente a exportar quantidades adicionais de GN para países da Europa Ocidental, tradicionalmente considerados como mercado natural da Argélia. A reconquista de mercados tradicionais revela-se penosa; inclusivamente os acordos de exportação para outros países do leste europeu são difíceis de delinear e os acordos financeiros são pouco claros. Desde 1988 a situação tem evoluído positivamente. Exportações de GNL para os EUA têm sido feitas sem obrigatoriedade de aquisição de volumes mínimos anuais e sem cláusulas *take or pay*⁵, o que pode ser tomado como uma boa aproximação ao mercado *spot*⁶. Embora a *Sonatrach* se demonstrasse disposta a adoptar preços estritamente comerciais para exportações *spot*, não se mostrou, porém interessada em proceder de igual modo em relações de longo prazo. Sendo certo que estes clientes não estarão dispostos a aceitar uma estrutura de preços dupla, a aptidão da Argélia para promover as exportações poderá ser fortemente determinada pela atitude para com os seus clientes.

Quadro I.1.B - Exportações argelinas

País	Exportações (mil milhões de m3)	
Itália	11,11	Gasoduto
França	9,30	GNL
Bélgica	3,90	GNL
Espanha	3,20	GNL
Reino Unido	0,05	GNL
E.U.A	2,47	GNL
Japão	0,09	GNL
Tunísia	1,20	Gasoduto
TOTAL	31,32	

Fonte: *Gas Networks in Europe*,
ECE Energy Series, 1990

O país procura agora perspectivar comercialmente as vendas de gás, tendo em conta o tipo de consumidor, a localização e natureza do mercado e o tipo de utilização final, ou seja, procura

⁵ As cláusulas *take or pay* serão especificamente abordadas no ponto "Contratos Gasistas: Modelos Contratuais e Esquemas de Preços".

⁶ No mercado *spot*, o gás é transaccionado à vista: os preços e as quantidades são determinados no momento exacto da transacção - é um mercado de curto prazo (oferta/procura instantânea). No mercado a prazo, um acordo prévio estabelece os termos contratuais de uma transacção que irá ter lugar futuramente - o horizonte temporal é o médio/longo prazo.

delinear os termos comerciais de um contrato em função das características do mercado comprador. Contudo, esta nova flexibilidade argelina não foi ainda suficientemente alargada, a ponto de abarcar importadores europeus. Os antecedentes político-económicos nas negociações continuam, não obstante, a ensombrar as tentativas de reposicionamento face às recentes alterações na política argelina. O sucesso argelino na expansão do volume de exportações dependerá da sua disponibilidade ou predisposição para agir em conformidade com princípios e condições de mercado que recusou aceitar na década anterior [STERN 90]. O projecto SEGAMO - o gasoduto que atravessa Marrocos e Gibraltar - poderá ser um teste à política argelina, na medida em que a inerente construção de infraestruturas de transporte, exigente em adicionais investimentos de grande escala, poderá constituir uma prova do empenho deste país na renovação da sua postura face ao exterior.

1.2.6 Ex-URSS e Europa de Leste

Cerca de 40% do gás produzido no mundo provém da ex-URSS. O sistema de oferta integrada consiste em cerca de 500 jazigos produtivos, 46 áreas de armazenamento, uma rede de gasodutos de 220 mil quilómetros e 376 estações compressoras. Os jazigos siberianos têm desempenhado um importante papel no fornecimento de gás à Europa. Internamente, cerca de 54% do gás consumido destina-se à produção de energia, um terço do qual para a produção de electricidade e para a produção combinada de energia e calor na indústria. O efeito, nos níveis exportados, de uma redução na produção dependerá de ponderações macroeconómicas e políticas acerca da rentabilidade relativa da utilização interna ou da exportação do petróleo e do gás. Tudo vai depender ainda do sucesso da reforma económica - um maior crescimento exercerá uma maior pressão sobre o consumo interno e, logo, menores volumes exportados [STERN 90].

Os países do leste europeu e das ex-repúblicas soviéticas revelam uma elevada intensidade energética⁷, comparativamente aos países da Europa Ocidental, e um mais baixo nível de eficiência na utilização das fontes energéticas. Tais características justificam-se pela abundância de recursos energéticos, pelas elevadas perdas e pelos sistemas de economia centralizada que vigoraram naqueles países nas últimas décadas. Para além de serem produtores de energia autosuficientes, são também uma das maiores zonas geográficas de exportação, representando as receitas de exportação deste sector, em muitos países, cerca de 50% das receitas de exportação totais. Em particular, os países do leste europeu:

- são ricos em fontes energéticas

⁷ A intensidade energética é um indicador físico que permite quantificar o consumo de energia requerido para produzir uma unidade de produto. A intensidade energética do PIB é muitas vezes utilizada para avaliar a *eficiência energética* de um país.

- são energeticamente ineficientes
- têm uma estrutura de consumo baseada em combustíveis sólidos
- revelam uma parcela de GN no consumo energético pouco significativa.

Em questões gasistas, a dimensão das reservas destes países não é factor limitativo do volume exportado. Contudo, a produção crescente requer cada vez mais a exploração de jazigos localizados no Ártico, uma zona afastada dos grandes centros de consumo e cujo acesso obriga a elevados custos em investimento. Razão pela qual a construção de qualquer novo gasoduto requer a garantia prévia de um mercado de exportação que o torne viável. Não obstante a parcela de investimento no sector energético ter diminuído, o maior bloco exportador mundial de GN encontra-se apenas limitado pela procura dos países importadores. O pleno escoamento das suas reservas excedentárias será facilitado pela adopção de uma política comercial mais flexível e adaptada às condições de mercados livres. O nível da produção interna ditará as regras na política a prosseguir, mas o equipamento e tecnologias ocidentais são essenciais à modernização económica. A longo prazo, a Rússia conta dispôr de assistência financeira e tecnológica ocidental, para renovar a sua rede de gasodutos, poupando consideráveis volumes de gás que actualmente se perde por insuficiência técnica. A *Gazprom* continuará, porém, a ser o maior fornecedor de GN para a Europa, tendo já estabelecido *joint-ventures* na área de marketing nos mercados de exportação (Alemanha, Itália, França, Suíça, Áustria, Finlândia e Turquia).

Dados os problemas que têm surgido com as novas repúblicas independentes, ex-repúblicas soviéticas, especialmente a Ucrânia, o Governo russo reconhece a importância de manter a indústria gasista sob forte e centralizado controlo. Enquanto a indústria petrolífera está a ser reestruturada e vendida em parcelas, à *Gazprom* foi cedido o controlo de praticamente todas as empresas gasistas.

O problema de Moscovo é que privatizar a *Gazprom* não geraria o capital suficiente para investir em infraestruturas gasistas. Este é também um problema da Europa: a indústria de gás russa não vai conseguir aumentar as exportações para o ocidente sem investir fortemente. A despesa da *Gazprom* vai ter de se basear, pois, nas receitas de exportação e no recurso ao crédito, numa altura em que o clima político em Moscovo se degrada. Um aspecto preocupante do processo político russo é o crescimento do sentimento anti-estrangeiro. Para as empresas estrangeiras do sector energético, tal manifesta-se sob a forma de impostos e restrições nas exportações; o investimento estrangeiro na indústria gasista, como aliás na generalidade dos sectores é muito limitado.

Existe, contudo, um ponto fulcral: o futuro das ofertas de energia a países do leste europeu. Reconhecem-se actualmente as implicações do comércio do gás, das redes de gás e da

cooperação entre empresas gasistas, em particular as que operam na Europa Central e de Leste. São países que procuram diversificar as fontes de abastecimento de gás, numa altura em que se redesenha a situação económica e política da zona. Os cenários de procura/oferta para esta região apontam para um forte crescimento da procura e da oferta. O recurso a fontes de abastecimento diversificadas dependerá, não apenas da diversificação das políticas por parte dos países importadores, como também das capacidades técnicas e de exportação da ex-URSS (até aqui a única fonte de importações) [UN 90]. As redes de gás tentarão responder ao impulso das novas relações comerciais entre consumidores e fornecedores, mas a cooperação entre empresas gasistas, um ambiente regulamentar favorável e o desejo de integração dos sistemas gasistas nacionais serão os principais alicerces da maior integração regional no âmbito energético.

O futuro dos países do ex-COMECON é ainda muito difícil de prever: actualmente as consequências da severa recessão e os degradados padrões de vida tornam quase insustentável a vida económica. Na relação com o exterior, a situação da balança de pagamentos depende grandemente das exportações de GN e de petróleo, enquanto geradoras de moeda forte. Face aos recentes desenvolvimentos políticos, as perspectivas energéticas são bastante incertas, sendo, no entanto, razoável admitir uma descida na procura de energia. A incerteza relativamente ao desenvolvimento económico e ao vasto potencial na poupança energética torna difícil a previsão das futuras necessidades energéticas para esta zona do globo, mas três tendências parecem afirmar-se:

- as autoridades soviéticas procurarão seguir as tendências do mercado do gás, mas não a liderar este mesmo mercado;
- a escassez de recursos para investimento interno requer o estabelecimento de *joint-ventures* com países importadores para a construção das redes de grande escala (investimento directo estrangeiro nos campos e gasodutos soviéticos);
- a melhoria das relações Este-Oeste redefinirá o mapa político da Europa e cessará com as reticências em importar em larga escala de países da ex-URSS (a segurança no abastecimento permanece relevante, bem como as preocupações com a instabilidade política dos países exportadores). Acima de tudo, a política e o comércio externos com estes países requererão credibilidade comercial.

1.2.7 Médio Oriente

Não sendo, no presente, um país importante no abastecimento à Europa, não podemos descurar o papel que, futuramente poderá vir a desempenhar. As reservas do Golfo Pérsico são imensas, mas os custos de condução do gás para os mercados são elevados: não obstante a tendência manifestada para a alta, os preços do gás não têm sido suficientemente elevados

para subscrever a competitividade da oferta com origem no Golfo. Não obstante, é possível trazer algum gás pérsico para o mercado europeu. A produção de electricidade é o mais lógico cliente, pois é um sector onde se tem agudizado a concorrência entre o gás, o petróleo e o carvão e onde a venda a empresas individuais é possível. A procura europeia pelo gás do Médio Oriente restringir-se-á a áreas de fácil acesso a partir dos portos mediterrânicos.

No Japão, Coreia do Sul e Formosa, as perspectivas de mercado para o gás do Médio Oriente são maiores, dados os mais altos preços de importação. O Japão é o maior enigma, política e comercialmente. Um outro mercado potencial para as empresas do sector energético dos países do Médio Oriente é a China. Os custos de implementação de um projecto de exportação no Golfo são enormes e o apoio político dos Governos dos países do Médio Oriente é fundamental, muito embora muitos projectos tenham sido implementados em condições politicamente difíceis. A atitude "pró-petróleo" começa a mudar, face aos crescentes custos da indústria petrolífera e à limitação do mercado devida a factores ambientais e económicos. A política "pró-gás" não invalida, porém, os receios de muitos países em se verem dependentes da zona do Golfo. O Golfo parece estar demasiado distante da Europa para que o comércio de GNL entre as duas regiões seja viável e se faça a preços mutuamente aceitáveis.

1.3 A infraestrutura de transporte e a (in)flexibilidade do mercado

1.3.1 Custos e formas/meios de transporte

O transporte do gás é feito: sob a forma gasosa, em gasodutos; sob a forma líquida, em metaneiros. O transporte de GN acarreta elevados custos, quer via gasoduto, quer via metaneiro. Porque difícil, o seu transporte é dispendioso: as estruturas de distribuição e transporte são capital-intensivas e pouco ou nada flexíveis. Os custos de transporte integram duas partes: custos relativos ao transporte do produtor até ao nó do país consumidor (os chamados custos de trânsito) e custos de distribuição a partir do nó até aos consumidores finais, acrescidos dos impostos e lucros das empresas de distribuição (os designados custos de distribuição local).

Os custos de transporte são um importante elemento na indústria gasista, mas variam imensamente, de acordo com as condições. O transporte do gás é uma actividade que oferece economias de escala⁸, pelo que as empresas muitas vezes estabelecem *joint-ventures*

⁸ As economias de escala são economias geradas no interior de uma empresa ou actividade e que resultam do aumento da escala (dimensão) da produção: os custos unitários diminuem com o aumento da produção.

destinadas a promover a competitividade do gás com origem em jazigos cujos custos de exploração são muito elevados ou situados a longas distâncias dos mercados. A rentabilidade de tais investimentos só poderá ser garantida através do transporte de consideráveis volumes anuais. Também neste ponto, cooperar é uma necessidade para manter o equilíbrio entre compradores e vendedores. O risco de desequilíbrio em favor dos vendedores é um dos aspectos mais negativos assinalados pela indústria gasista nos projectos de desregulamentação comunitários: o Acesso de Terceiros à Rede (ATR)⁹ conduzirá à fragmentação do mercado dos consumidores, fragilizando a sua posição face aos países produtores [DETOURNÉ 95].

O transporte do gás é essencial para a organização e regulamentação do mercado do gás [FERRITER 94]. O transporte é ainda decisivo para a segurança dos aprovisionamentos gasistas: os modos de condução do gás para o mercado consumidor são bastante menos flexíveis que os do petróleo. Grande proporção do GN provém de países não membros da Agência Internacional de Energia (AIE). Factores de natureza geopolítica, nomeadamente o risco de perturbações no aprovisionamento devidas a conflitos, a diferendos ou a embargos são determinantes dos fluxos de gás. Ademais, o trânsito de gás carece de regulamentação, via códigos juridicamente vinculativos e universalmente aceites.

A instalação de capacidades adicionais de produção e de novos sistemas de transporte designados para servir o mercado europeu requererão substanciais investimentos em capital. A viabilidade de um projecto depende essencialmente da sua viabilidade económica: os preços da energia no país importador deverão ser tais que possibilitem o *marketing* do gás a um preço que, não apenas cubra os custos, mas que faculte também um retorno razoável. A evolução de longo prazo dos preços da energia será, pois, um dos elementos determinantes na quantidade de gás importada pela Europa com origem em cada uma das fontes possíveis.

1.3.2 Transporte via gasoduto

O transporte do GN, qualquer que seja o seu estado físico, coloca alguns problemas. No transporte terrestre, a capacidade de um gasoduto, em valor calorífico transportado, é muito inferior à de um oleoduto, pelo que o transporte do gás é mais dispendioso do que o do petróleo, em contraste com o que sucede quanto à produção e tratamento. Estas últimas vantagens são, contudo, consideráveis e permitem o seu transporte através de redes com milhares de quilómetros de extensão, tais como o gasoduto do Alaska-EUA e Sibéria-Europa.

⁹ O ATR será objecto de estudo num próximo ponto do presente trabalho ("O Papel do Poder Regulador"). Sinteticamente, consiste na liberalização do acesso às redes de gasodutos, mediante o pagamento de uma tarifa por parte das empresas utilizadoras.

Por terra, podem ser transportadas grandes quantidades de gás ao longo de longas distâncias e sob forte pressão, graças a modernos sistemas de transporte: o desenvolvimento tecnológico tem sido direccionado para o transporte a altas pressões e para o arrefecimento (*cooling*) do gás. Os gasodutos ligam, por exemplo, a região da Sibéria com a Europa Ocidental, numa extensão de 4500 quilómetros, onde as condições do solo variam significativamente. Nos gasodutos submarítimos, o gás é transportado a grande profundidade (de 500 a 600 metros), como é o caso do gasoduto que ligará a Argélia a Espanha (Projecto SEGAMO).

Os custos de transporte via gasoduto são específicos a cada projecto, pelo que não são susceptíveis de generalização. Os custos de construção dos gasodutos propriamente ditos incluem parcelas como material, mão-de-obra, direitos de propriedade e indemnizações, engenharia, supervisão, juros, gestão e *overhead*, etc. É muito difícil chegar a um preço médio. A mais recente estimativa da construção do gasoduto entre *Hassi R'Mel* (Argélia) e Sevilha (Espanha), com uma extensão total de 1265 quilómetros, indica um custo médio na ordem dos \$1 700 000 / km.

Proporções dos factores nos custos que afectam a construção dos gasodutos:

- A tubagem e os materiais: 39%-41%
- Construção: 39%-41%
- Engenharia e estudos: 4%-6%
- Aquisição da terra: 6%-8%
- Outros custos: 6%-8%

1.3.3 Transporte de GNL

A redução em volume que a liquefacção do metano (GNL) proporciona torna viável o transporte a longas distâncias, por locais onde não seria possível construir um gasoduto. O transporte por mar não pode ser feito a temperatura e pressão normais pois, em igualdade de volume, transportar-se-ia apenas 1/1000 da energia correspondente ao petróleo. Deve, portanto, transportar-se em estado líquido (depois de arrefecido), em navios especiais - os metaneiros. Este transporte é dispendioso, pois além destes navios exige estações de liquefacção no porto de origem e de regaseificação e de armazenamento no porto de destino, instalações caras e grandes consumidoras de energia. A liquefacção é, de facto, uma transformação muito cara; no seu processo exige que todas as substâncias marginais e impurezas sejam eliminadas (o processo de purificação inicia-se logo à saída dos jazigos, com o GN ainda no seu estado gasoso).

Também o custo das várias componentes de uma cadeia de GNL pode variar imensamente, dependendo das condições do projecto. Os avultados investimentos de suporte, seja do lado do fornecedor, seja do lado do consumidor, levam a que tenha de haver um forte compromisso (contrato) entre as duas partes, razão pela qual o preço não é determinado num mercado *spot*, mas num sistema de compromisso (*netback*). O valor *netback* é constituído por um dado preço diminuído dos custos intermédios, apreciados na margem, nomeadamente, custos de importação, de regaseificação das importações de gás natural liquefeito, de transporte na rede de alta pressão e nas redes de distribuição, custos de stockagem e custos de distribuição [MARTINS 93]. A valorização da matéria-prima tem em conta o preço e a competitividade que o produto tem no mercado, e não um valor arbitrário de partida.

A cadeia que liga a produção aos consumidores inclui:

- o transporte desde o jazigo até à instalação de liquefacção na costa do país produtor, onde o gás é liquefeito a uma temperatura de -160°C ;
- os metaneiros, que transportarão o gás por via marítima;
- no terminal receptor, é descarregado o gás liquefeito, armazenado em tanques e regaseificado com o aquecimento por via de fontes externas (como a água do mar, por exemplo); o gás é, então, distribuído através dos sistemas convencionais, até aos consumidores.

Actualmente, as rotas percorridas pelos metaneiros vão de 740 quilómetros (entre a Argélia e Espanha), a 5900 - 7200 (da Indonésia ao Japão ou da Argélia à costa dos EUA) ou mesmo 12 000 quilómetros (entre Abu Dhabi e o Japão).

1.3.4 Investimentos em capital dos sistemas de transporte de GN

A despesa em capital depende largamente do volume de gás a ser transportado e das características do próprio percurso (por exemplo, os custos envolvidos na construção de um gasoduto *off-shore* poderão ser o triplo de um gasoduto *on-shore*, dependendo da profundidade). O investimento será tanto mais volumoso e a estrutura mais complexa quanto mais exigentes as condições específicas do projecto, nomeadamente a sua dimensão, as dificuldades na construção das instalações portuárias (no caso do GNL), o sistema de armazenamento requerido, a distância aos mercados consumidores, os custos relacionados com o terreno (gasoduto) e os requisitos ambientais.

Numa cadeia de GNL, a maior parcela do investimento é devida à montagem do(s) sistema(s) de liquefacção, de regaseificação e de instalação de terminais, sendo estes valores independentes da distância. As redes de gasodutos são, pois, claramente mais sensíveis à distância e, neste ponto, as economias de escala revestem-se de grande importância.

Comparativamente, os custos de transporte e de regaseificação do GNL, para uma mesma distância, são superiores aos custos de transporte via gasoduto. Os elevados custos em capital de uma cadeia de GNL podem gerar significativos problemas de *cash-flow* para os países produtores; ademais, o processo de liquefacção pode gerar perdas de cerca de 15% dos *inputs*. No caso da Argélia, por exemplo, no abastecimento à Europa, ambos os esquemas de transporte eram possíveis, na medida em que a distância ao mercado europeu não era excessiva. A Argélia optou pelo gasoduto, precisamente pelos menores custos envolvidos, face a um projecto de GNL. No entanto, são raros os países que se encontram suficientemente perto dos mercados de destino do gás para tornar viável o transporte via gasoduto. Para distâncias entre o país produtor e o mercado consumidor superiores a 5000-6500 kms são aconselháveis os projectos de GNL.

No que toca às unidades de transporte e tratamento, a rede gasista é constituída por um conjunto de nós, podendo cada um deles assumir a forma de:

- um ponto de consumo final
- a afluência de gás relativa a um contrato
- um ponto de origem no transporte de gás
- um local de liquefacção de gás sob a forma gasosa
- um local de gaseificação de gás sob a forma líquida
- um local de armazenamento.

Cada nó pode ter uma ou mais destas funções e será identificado pelo nome do lugar geográfico onde se encontra. A procura total de gás em cada nó resulta da agregação dos diferentes segmentos de consumo, os quais descrevem o comportamento dos vários consumidores face a um determinado sistema de preços dos combustíveis fósseis. De entre as unidades de tratamento, encontramos as unidades de liquefacção, as unidades de regaseificação e as unidades de armazenamento. Estas instalações são caracterizadas por uma capacidade máxima de tratamento e por factores de rendimento que dependem das perdas ocasionais em cada operação. As perdas são variáveis a ter em conta na definição de uma política óptima de gestão dos recursos relacionados com a rede de aprovisionamento.

As rupturas são disfuncionamentos das redes de transporte, dos contratos e/ou das unidades de tratamento que geram a interrupção do normal abastecimento durante um período de tempo variável; apenas as unidades de armazenamento não são afectadas por uma ruptura. Como medidas preventivas destas situações contam-se todas as que favoreçam a segurança no abastecimento, nomeadamente a possibilidade de negociar novos contratos, o aumento da capacidade de liquefacção, gaseificação ou armazenamento e do grau de integração da rede (mediante a construção de novos arcos de transporte). O investimento numa determinada quantidade de gás, dito estratégico, que servirá de *backup* em caso de ruptura no

abastecimento (por oposição ao gás não estratégico, que poderá ser utilizável a qualquer momento) será também um meio de obstar a rupturas. Uma ruptura leva a uma redução do consumo final, bem como uma perda de utilidade. A desutilidade para o consumidor resulta da redução do consumo a curto prazo. Caberá à empresa distribuidora a responsabilidade de fazer face a diferentes estados da rede. O óptimo económico - simulando o equilíbrio concorrencial a longo prazo e o estabelecimento de um mercado *spot* em caso de ruptura no abastecimento - corresponderá à maximização da diferença ponderada entre a função de utilidade e o custo de exploração da rede. Os factores de ponderação são as probabilidades associadas aos diferentes estados possíveis.

Um contrato celebrado entre um produtor e uma empresa de distribuição pode ser entendido como o desejo expresso do produtor em assegurar um certo grau de utilização dos seus equipamentos e, em paralelo, como uma maneira de a empresa satisfazer a sua procura e rentabilizar o seu equipamento. A empresa de distribuição dispõe de um portfólio de contratos que a ligam aos vários produtores, a um prazo mais imediato (contratos *spot*) e a períodos mais dilatados. O contrato emerge como uma garantia de rentabilidade na produção e é uma condição indispensável ao desenvolvimento das infraestruturas de ambas as partes. Cada contrato especifica o preço do gás e as quantidades a entregar diária e anualmente. O preço do gás é calculado a partir de um preço base, corrigido de um factor de indexação. As cláusulas de indexação têm em vista o acompanhamento da evolução dos preços, ao longo do tempo, dos combustíveis concorrentes; são, porém, muito complexas e implicam desfasamentos nos ajustamentos do preço do gás, para além de o secretismo em que estão envoltas tornar praticamente impossível o conhecimento dos seus termos exactos¹⁰.

Em qualquer projecto de transporte e distribuição, o valor do *input* será sempre um factor crucial na determinação da viabilidade do mesmo. A opção entre o gasoduto ou o GNL será influenciada pelo volume e pelo preço associados aos contratos de longo prazo entre produtor e consumidor. Os projectos de importação de GNL, ao incorrerem em pesados investimentos na liquefacção e armazenamento de gás no produtor e no meio de transporte que utiliza (metaneiro) são também bastante inflexíveis. A grande vantagem do gasoduto reside nas potenciais economias de escala que pode gerar: quanto mais gás fluir através do gasoduto, tanto menor o custo de transporte por metro cúbico - o custo marginal associado ao transporte de gás poderá ser, em termos comerciais, negligenciável. O objectivo de longo prazo deverá ser sempre a venda de tanto gás quanto fôr possível, de modo a que os custos unitários de produção e transporte sejam os mais baixos possíveis.

¹⁰ Pela sua complexidade, este tema será abordado mais especificamente num próximo ponto do presente trabalho ("Contratos Gasistas: Modelos Contratuais e Esquemas de Preços").

Na presente década, a indústria gasista poderá ser confrontada com uma escassez de capital a nível mundial. Para os investidores, o investimento nos projectos energéticos é apenas uma de uma série de opções: os projectos de exportação de gás que servem o mercado europeu irão competir com projectos em outros sectores pela obtenção de fundos limitados. A Comissão Europeia poderá desempenhar um papel bastante positivo e útil no que toca ao financiamento dos projectos de desenvolvimento do mercado do gás, na medida em que a extensão das redes transeuropeias foi mesmo considerada uma questão de interesse europeu. Face à dramática escassez de capitais disponíveis, nomeadamente nos países da Europa de Leste, o BERD poderá também participar neste esforço. Um ponto a salientar é o facto de não ser necessário pensar sempre em mega-projectos, quando se fala de GN [TEMPEST 84]. Muitas vezes é possível planear a edificação de sistemas gasistas faseados e fragmentados, de acordo com as necessidades económicas e a capacidade financeira do país ou região em causa.

1.4 Extensão e interligação da rede europeia de transporte de gás

Um dos traços mais demarcáveis na paisagem gasista europeia é a rede de transporte de gás criada pelas sociedades gasistas europeias. Nos últimos tempos, as empresas gasistas construíram uma rede de transporte internacional adaptada às suas necessidades. Satisfazer a crescente procura, com os actuais ou potenciais fornecedores requererá a construção de novas redes de âmbito internacional. O transporte de gás começou por se fazer no interior de cada país. A descoberta de grandes jazigos, no continente ou em regiões próximas, que facultava o transporte para zonas de consumo a custos não proibitivos, levou ao desenvolvimento da rede europeia de gás. Os sistemas nacionais estão agora bastante entrelaçados, criando uma verdadeira rede europeia, (quase) alheia a fronteiras políticas. As trocas e a assistência mútua estão facilitadas, ao mesmo tempo que se dão passos no sentido da plena segurança no abastecimento.

Os grandes eixos de transporte que constituem a rede europeia de gasodutos são os seguintes:

- os gasodutos de *Groningen*, ligando os Países Baixos à Alemanha e, via Bélgica, à França;
- o gasoduto submarítimo *Norpipe* que direcciona o gás norueguês do Mar do Norte para Alemanha e que se prolonga pela Bélgica e pela França;
- o gasoduto submarítimo *Statpipe*, também com origem no Mar do Norte e que se liga posteriormente ao *Norpipe*;
- o gasoduto submarítimo *Zeepipe*, que liga o gasoduto norueguês de *Sleipner* ao porto belga de *Zeebrugge* e que vai ser prolongado em direcção ao jazigo de *Troll*;

- os gasodutos *Megal* (Alemanha) e *Wag* (Áustria), que garantem a estes países o encaminhamento do gás da ex-URSS, via redes checa e eslovaca;
- a rede de transporte *Midal-Stegal*, na Alemanha;
- os gasodutos *Tenp* (Alemanha) e *Transitgas* (Suíça) permitem à Itália a recepção do gás holandês;
- o gasoduto *Tag* (Áustria) encaminha o gás da ex-URSS para Áustria e para Itália;
- o gasoduto *TransMed* transporta o gás natural argelino com destino ao Norte de Itália;
- o gasoduto *Lacal* une as redes francesa e espanhola, permitindo à Espanha importar gás norueguês.

O Reino Unido é o único país que permanece isolado da rede europeia continental, muito embora existam dois gasodutos submarítimos que o liguem à zona do mar do Norte.

As grandes direcções no transporte do gás são, pois: um eixo Norte-Sul, que encaminha o gás dos jazigos holandeses e noruegueses para vários países consumidores; o eixo sul-norte, para exportação do gás argelino com destino a Itália; e o eixo este-oeste, que liga a Comunidade dos Estados Independentes aos países da Europa Ocidental.

Os grandes projectos de extensão abarcam:

- o reforço da capacidade de exportação da Noruega com destino à Europa continental mediante a construção de três canalizações submarítimas (*Europipe*, *Zeepipe*, *Norpipe*);
- uma ligação trans-Mancha - o *Interconnector* - entre o Reino Unido e o continente, que poderá encaminhar o gás britânico para o continente ou vice-versa;
- a ligação entre o Reino Unido e a Irlanda e/ou o continente, que facultará aos irlandeses o acesso a outras fontes que não exclusivamente os seus próprios jazigos;
- o reforço da capacidade do gasoduto *TransMed* (Argélia-Tunísia-Itália) ;
- a canalização Magreb-Europa: o gasoduto Argélia-Marrocos-Espanha, com possível extensão a outros países europeus;
- as canalizações destinadas às novas exportações de gás siberiano, sob o impulso da *Gazprom*, cujo destino último será a Alemanha, atravessando a Rússia, a Bielorrússia e a Polónia;
- a ligação entre as redes austríaca e húngara;
- a ligação da Grécia à rede búlgara, que lhe permitirá receber também o gás russo;
- os vários projectos em estudo, que trarão o gás do Médio Oriente para a Europa, via norte ou sul do Mar Negro;
- várias interconexões entre as ex-RFA e ex-RDA;
- a colocação em actividade de novos terminais de GNL na Grécia, em Itália, Espanha, Irlanda, Finlândia, Polónia, Roménia e Reino Unido.

Para fazer face ao previsível crescimento na procura de gás, a opção que envolve menores custos é o gasoduto. No abastecimento à Europa, o gasoduto do *Magreb* afigura-se como o

menos exigente em capital para os importadores e as partes argelinas têm-se demonstrado empenhadas nas negociações, permitindo inclusivamente uma participação externa. Este gasoduto conduz o gás dos jazigos argelinos de *Hassi R'Mel*, via Marrocos, atravessa o Estreito de Gibraltar com destino a Espanha, Portugal e eventualmente França e Alemanha. Um outro consumidor de gás argelino, a Itália, está agora melhor posicionado para receber ofertas adicionais de gás através do gasoduto *TransMed*: a Argélia duplicou a sua capacidade de exportação por esta via.

Ainda na Europa Ocidental, está em face de ultimate o gasoduto dos Pirinéus, que conduzirá o gás norueguês por terras de França até Espanha. A Leste, a Turquia vê-se como um potencial interveniente no trânsito do gás proveniente do Golfo com destino à Europa. Na Alemanha em particular, a *Ruhrgas* e a sua rival *Wintershall* estão fortemente empenhadas na construção de novos gasodutos nas regiões mais a leste, onde se espera um forte crescimento do mercado, ao mesmo tempo que melhoram a segurança no abastecimento do país. A Norte, a *Statoil* (Noruega) ambiciona aumentar substancialmente as suas exportações até ao final do século. Para tal, dispõe actualmente do *Norpipe* e *Europipe* (*Emden*) e o *Zeepipe* (*Zeebrugge*), ao mesmo tempo que planeia expandir as suas opções de entrega, nomeadamente a construção de uma nova linha para a Europa. Uma alternativa seria o transporte do gás para o Reino Unido, através do já existente gasoduto do Mar do Norte *Frigg*, e, a partir daí, o planeado *Interconnector* conduziria o gás para o continente.

A Bélgica reafirma-se como um país de trânsito central: é um ponto de referência no *Zeepipe* e é também o porto de muitos metaneiros argelinos cuja carga se destina a vários consumidores europeus. A localização privilegiada da Bélgica na rede europeia e a existência de um terminal de GNL em *Zeebrugge* foram os factores que estiveram na base da escolha pela *Statoil* norueguesa relativa à localização do novo terminal do gasoduto submarítimo *Zeepipe*, que conduzirá o gás dos jazigos de *Sleipner* e de *Troll*. A Bélgica é uma ligação importante entre o seu vizinho produtor de gás do norte, a Holanda, e os mercados gasistas do sul, em França e no Luxemburgo. Também o *Interconnector* se ligará ao continente em terras belgas: a estação receptora estará localizada perto do (e ligada ao) terminal de GNL e do terminal de recepção do *Zeepipe*. Mas o mais ambicioso projecto é o gasoduto que transportará por volta de 2010, ao longo de 4000 kms, o gás com origem na Península de *Yamal*, na Sibéria, via *Belarus* e Polónia, para a Alemanha. Uma *joint-venture* foi criada para financiar, construir e explorar este gasoduto. A Polónia procura cofinanciar a secção polaca do gasoduto e a *Gazprom* procura agora investidores ocidentais, particularmente clientes alemães.

Intimamente relacionado com o crescimento do comércio internacional de gás, o desenvolvimento das redes de interligação deverá prosseguir sob a influência de dois factores:

um ritmo sustentado de aumento da procura e um afastamento crescente das zonas de aprovisionamento em relação às zonas de consumo. O crescimento dos volumes de importação e a necessidade de recorrer a fontes mais numerosas e mais afastadas levarão inevitavelmente ao desenvolvimento da rede de transporte europeia e à criação de novas interconexões. Os novos terminais gasistas (em Espanha, Grécia, etc) constituirão as interconexões entre as fontes mais afastadas de gás e a rede europeia. Os projectos ditos prioritários são: a introdução do gás na Grécia e em Portugal, as interconexões entre Espanha e Portugal e o gasoduto Magreb-Europa. Mesmo não se concretizando todos estes projectos, a rede europeia de gás vai com certeza continuar a desenvolver-se.

As interconexões internacionais de gasodutos foram construídas com base em acordos de transporte de gás de longo prazo entre um vendedor e um ou mais compradores. As "redes internacionais" na Europa Ocidental foram (e estão a ser), portanto, construídas para fazer face a requisitos de acordos comerciais viáveis. Os factores que determinam a viabilidade das conexões gasistas são as políticas energéticas dos países envolvidos, o custo de transporte e a competitividade do gás para o consumidor final. Dada a natureza capital-intensiva do negócio do gás, a construção de uma nova ligação gasista apenas será decidida se responder a uma real necessidade de transporte e se a sua duração for suficientemente longa para garantir a rentabilidade dos investimentos iniciais. Recorde-se que uma das características essenciais da indústria do gás são os contratos de importação de longo prazo e que é forte a relação entre estes contratos e as grandes redes de interligação.

Subjacente a todos estes projectos está, pois, um princípio básico: *"It is only the need for gas transportation from a supplier to a buyer, under firm long term agreement, that creates and justifies the need to build new gas links"* [UN 90]. É, por conseguinte, muito importante que a construção de novos sistemas de transporte colmatem as actuais necessidades, cobrindo os custos. Os sistemas de transporte deverão perdurar o tempo suficiente de modo a garantir a rentabilidade dos projectos. O elemento de longo prazo é muito importante: a actual rede da Europa ocidental nunca teria sido construída na ausência de relações de longo prazo entre compradores e vendedores.

Não é economicamente sã considerar a construção de uma interligação entre redes gasistas por estritas razões de segurança. Os elevados custos de tais ligações, apenas utilizadas em casos de rupturas no abastecimento e baseadas na assistência mútua entre as empresas gasistas, teriam de ser comparados com os custos de outras soluções que garantissem o mesmo nível de segurança, tais como o armazenamento ou a contratação a curto prazo. Decididamente, as empresas gasistas da Europa ocidental não construíram as interconexões unicamente por razões de segurança.

A interligação das redes de duas empresas gasistas poderá facultar o estabelecimento de acordos de assistência recíproca, muito úteis em caso de ruptura no aprovisionamento. Existem, porém, outras soluções que garantem uma segurança equivalente (stocks, clientes interruptíveis, etc), pelo que a rentabilidade daqueles acordos deverá ser comparada com estas alternativas. A interligação da rede de transporte europeia deverá obedecer às normais regras de rentabilidade de uma economia de mercado. A rede gasista do Continente dispõe de flexibilidade suficiente para permitir a optimização dos fluxos de transporte de gás. Não obstante, os principais actores têm-se revelado disponíveis para transaccionar gás entre si, mas indisponíveis para o fazerem com empresas não europeias. O desenvolvimento de um sistema de transporte mais integrado na Europa deverá, pois, obedecer às regras de economia de mercado aberta, onde a tomada de decisões sobre as novas interconexões assuma um cariz económico, como garante das relações comerciais dos participantes. As regras de uma economia de mercado não impedem nem inviabilizam a cooperação entre as empresas. Pelo contrário, tal cooperação é a força motriz da satisfação do desejo de diversificação [UN 90].

1.5 A procura

1.5.1 Os segmentos de mercado

A procura de gás manifesta-se a dois níveis distintos: os produtores de GN vendem o gás a empresas de distribuição (eventualmente importadoras) e estas, por sua vez, afectam o gás aos vários consumidores (segmentos de consumo). A um primeiro nível, a procura é formada pelo conjunto de empresas de distribuição que são encarregues de colmatar as necessidades da procura interna. Neste sentido, celebram contratos de longo prazo que visam satisfazer os vários tipos de procura e aos quais é possível aplicar preços diferenciados.

Ao nível do consumidor, os segmentos de mercado assumem duas formas distintas: os segmentos de procura descontínua (interrupta) e os segmentos de procura contínua.

Nos segmentos de procura descontínua incluem-se todos os consumidores que dispõem de unidades multicomcombustível, sendo, no curto prazo, indiferentes ao aprovisionamento em gás ou em qualquer outro combustível - são segmentos de mercado altamente flexíveis. A opção por determinada fonte energética será feita primordialmente na base do preço (mas também nas condições vigentes no mercado), pelo que o gás vendido sob este tipo de contrato tende a sê-lo a um preço inferior ao praticado para com outros clientes. Um acordo deste tipo reveste-se de vantagens para ambas as partes, uma vez que a empresa distribuidora passa também a dispor de uma flexibilidade suplementar. As quantidades de gás colocadas à disposição dos

consumidores descontínuos desempenham a função de "tampão": a empresa dispõe de um mercado suplementar sempre que deseja e poderá interromper o abastecimento em caso de necessidade. Esta política é viável, na medida em que este tipo de consumidores é muito sensível ao preço do gás e dos combustíveis concorrentes. Como exemplos deste tipo de clientes, temos os utilizadores de aquecimentos a fuel/gás e as centrais eléctricas bivalentes ou trivalentes (a produção de energia numa central de base requer um abastecimento contínuo, ao passo que, por exemplo, numa central de ciclo combinado o abastecimento poderá ser descontínuo).

Os segmentos de procura contínua caracterizam-se pelo facto de, no curto prazo, as suas instalações ou equipamentos utilizarem unicamente GN, pelo que os consumidores ficam limitados na sua escolha energética e os fornecedores vêm-se impelidos a fornecer tanto gás quanto o acordado. Com diferentes sensibilidades ao preço (elasticidades¹¹) temos: os sectores residencial e comercial, o sector industrial e o sector dito *feedstock*. Este último é caracterizado por uma procura inelástica, onde o GN é matéria-prima e não combustível - a indústria química pertence a este segmento de procura: o preço e o nível de consumo tendem a ser fixos, pelo que a utilidade da venda a estes segmentos é constante.

As procuras industrial, residencial e comercial dependem de parâmetros como o crescimento económico nacional, os preços dos combustíveis concorrentes (no longo prazo), etc. No segmento descontínuo, a procura de gás é determinada basicamente por duas grandes forças: a procura global por hidrocarbonos e a concorrência entre o gás e o petróleo naquele mercado.

¹¹ A elasticidade é uma medida percentual que reflecte a reacção da procura a variações de preços e rendimento. A procura diz-se elástica sempre que a resposta dos consumidores a uma descida do preço é suficientemente significativa para gerar um aumento da receita total; a procura rígida corresponde a uma situação em que não se verifica qualquer alteração na quantidade adquirida, independentemente da variação do preço. A elasticidade cruzada procura-preço traduz a reacção da procura de dado bem relativamente à variação do preço de outro bem [SAMUELSON, 1988].

Quadro I.1.C - Consumo por sector na Europa Ocidental:

Unidade: Milhões tep (pci)

	1975	1980	1985	1990	1992
Produção Bruta ("Inland")	142,28	179,00	197,59	228,47	245,04
Geração de Electricidade	31,37	26,84	24,92	33,94	35,81
Sector Energético, excluindo centrais eléctricas	7,24	5,26	10,48	14,78	14,15
Indústria excluindo matérias-primas	46,22	57,38	57,63	67,68	67,83
Matérias-primas	7,97	10,72	12,78	12,02	11,70
Residencial, terciário e outros	48,86	77,07	91,83	100,05	116,76
Diferenças Estatísticas	0,62	1,73	-0,05	-	-1,21

Fonte: Eurostat - Nações Unidas, OCDE

Nota: pci - poder calorífico inferior

Cronologicamente, os sectores residencial e terciário afirmam-se como os maiores consumidores europeus de gás: de 1975 a 1992 a liderança por parte destes segmentos de mercado é uma constante. O sector industrial (excluindo matérias-primas) é também um forte cliente das empresas de distribuição de gás: o consumo em termos absolutos evolui positivamente, muito embora a sua posição relativa tenha sofrido uma quebra contínua ao longo dos anos. Por país, a proporção do consumo pelos vários sectores é diferenciada, como poderemos constatar através do **Quadro I**, no Anexo II.

Da análise do quadro I.1.D é possível concluir que, a nível mundial, o sector industrial (excluindo matérias-primas) representa cerca de 30% do consumo de GN. É o maior consumidor em termos sectoriais, não obstante as diferenciações regionais. A produção de electricidade e os segmentos residencial, comercial e outros representam também uma elevada parcela (cerca de 26% e 25%, respectivamente) do consumo global de GN.

Numa abordagem por grandes zonas geográficas, destaquem-se:

- o elevado peso do sector residencial e comercial no consumo de GN na Europa Ocidental e na América do Norte;
- o elevado peso do sector industrial (excluindo matérias-primas) na Austrália-Nova Zelândia, Europa de Leste e América Latina;
- o elevado peso do sector produtor de electricidade no Japão, em África, nos países da Ex-URSS, no sudeste asiático e Médio Oriente.

Quadro I.1.D - Estrutura do consumo de GN por sector (1992) (estimativa em %)

	Produção de Electricidade (1)	Prod.Energia excluindo Electricidade (2)	Indústria excluindo Mat.-primas	Matérias-primas	Residencial, Comercial e Outros (3)
América do Norte	12,5	13	33	4	37,5
América Latina	21,5	23	30	10,5	15
Europa Ocidental (4)	14,5	6	27,5	4,5	47,5
Ex-URSS	39,5	13	30,5	3	14
Europa de Leste (excluindo Ex-URSS)	20	19	32,5	9,5	19
África	40	26	20	4,5	9,5
Médio Oriente	30,5	29	26,5	8	6
Japão	72	25,5	1,5	1	-
Austrália-Nova Zelândia	23,5	22	35,5	2	17
Sudeste Asiático	35	19	27	10,5	8,5
MUNDO [Milhões tep (pci)] (5)	450	245	505	80	430

Fonte: Natural Gas in the World, 1994 Survey, Cedigaz

- (1) Incluindo consumo de centrais de ciclo combinado para produção de electricidade e calor.
 (2) Produção, tratamento, processamento e transporte de hidrocarbonos.
 (3) Transporte, agricultura.
 (4) Com Alemanha Unificada.

1.5.2 Dinâmica da concorrência do GN com outras formas de energia

Para o futuro, mantêm-se incertas as perspectivas sobre a procura de GN, dadas as indeterminações referentes ao crescimento económico e à dinâmica de substituição de combustíveis no sector industrial. É, no entanto, de esperar um crescimento sustentado da procura nos sectores residencial e comercial, com expansão modesta no sector industrial. As diferenças entre países permanecerão marcantes, nomeadamente no que respeita à utilização do GN para produção de energia eléctrica.

O consumo de GN requer dispendiosos equipamentos em capital, com uma vida útil técnica muito longa. Segundo Mathiesen *et al* [GOLOMBEK 87], no curto prazo, os consumidores reagem aos preços alterando a taxa de utilização dos equipamentos, mas no longo prazo os preços podem inclusivamente determinar os investimentos. A procura de gás é, pois, mais



elástica ao preço no longo prazo do que no curto prazo. Similarmente, no curto prazo, a oferta está limitada pela capacidade dos mecanismos de produção e distribuição; no longo prazo, novas capacidades poderão estar disponíveis. Em síntese, a escolha tecnológica abarca duas dimensões: no curto prazo, a infraestrutura é fixa e a única via para reagir aos preços é através da variação da intensidade da sua utilização; no longo prazo, a tecnologia é variável e alterações nos preços influenciarão certamente a escolha tecnológica. Por outro lado, os investimentos nos sistemas de transporte - um vasto equipamento imóvel e com baixo valor alternativo - são praticamente irreversíveis, pelo que a tomada de decisões é cada vez mais cautelosa. Uma vez instalado o equipamento é muito difícil ao produtor mudar para outro consumidor e vice-versa: ambos estão unidos por uma relação bilateral, onde são fulcrais os contratos de longo prazo. Do ponto de vista do utilizador, o gás é um combustível com múltiplas utilizações, mas que carece de um uso cativo, um mercado onde seja realmente indispensável.

Quadro I.1.E - Penetração do gás nos balanços energéticos (% de energia primária)

	1970	1975	1980	1985	1990	1991	1992	1993
Canadá	18,4	22,0	21,9	25,5	26,6	27,4	28,1	28,5
E.U.A	32,8	28,3	26,8	24,1	23,8	24,3	24,5	24,4
Europa 12	7,2	14,9	15,5	16,8	18,1	19,2	19,2	20,5
Bélgica	8,5	19,6	19,5	17,3	16,5	17,2	17,8	19,1
Dinamarca	-	-	-	3,1	9,6	9,5	10,6	12,0
França	5,6	9,9	11,7	12,9	12,1	12,6	12,9	13,2
Alemanha (*)	5,5	13,3	16,5	15,2	15,7	17,0	17,3	17,9
Irlanda			8,7	21,6	20,0	19,0	18,0	20,8
Itália	9,7	15,2	17,2	20,7	25,8	26,6	26,8	28,7
Luxemburgo		8,9	11,7	9,7	11,4	10,5	10,8	10,5
Holanda	32,4	53,4	46,7	53,0	46,7	49,1	48,3	49,6
Espanha		1,8	2,2	3,5	6,1	6,9	6,6	6,6
Reino Unido	4,9	15,6	20,0	23,5	24,2	25,4	23,7	27,0
Ex-URSS	21,4	23,4	26,5	33,9	42,2	44,7	46,2	46,0
Japão	1,2	2,6	6,0	9,9	10,5	11,0	10,9	11,0
MUNDO	17,0	17,7	17,8	19,2	21,6	22,0	22,1	22,5

*Fonte: Natural Gas in the World,
1994 Survey, Cedigaz*

(*) Alemanha Unificada

Dois factores ressaltam da análise do quadro:

1) o número crescente de países que passa a integrar, entre 1970 e 1993, o GN no consumo interno de energia primária;

2) a tendência quase generalizada de uma penetração crescente do GN nos balanços energéticos nacionais, gerando, globalmente, um acréscimo de 5.5 pontos percentuais no mesmo período.

Dos países individualmente considerados, há a relevar a prestação da Holanda e dos países da ex-URSS, onde o GN satisfazia, em 1993, praticamente metade das necessidades em energia primária destes países. No Canadá, na Itália e no Reino Unido, este indicador ronda os 27-28%. O único país que, no período considerado, vê decrescer o peso relativo do GN na procura de energia primária é os EUA que, de 32.8% em 1970, atinge 24.4% em 1993.

Enquanto substituto do petróleo, o GN poderá tecnicamente absorver a quase totalidade do mercado do fuelóleo na indústria e na produção de electricidade e todo o mercado do gásóleo na indústria e no sector residencial/comercial. Nos transportes e na electricidade não é, porém, um substituto perfeito. Temos, portanto, que a decisão de transitar para um outro combustível não poderá ser tomada com base em considerações de curto prazo. A eleição de um combustível como principal fonte energética requer todo um estudo prévio de aceitação, viabilidade e ponderação de alternativas, que encerra em si mesmo uma abordagem de longo prazo. Adoptar o GN como fonte energética privilegiada será uma decisão que exige um período de transição bastante longo, onde a adopção será gradual e de acordo com as exigências de cada sector de consumo. O mercado do gás é também um mercado político, onde as decisões sobre a escolha do combustível raramente são tomadas tendo unicamente como base os padrões de custo. A política energética nacional poderá exigir um *mix* de fontes de energia primária ou limitar o leque de escolhas a uma ou duas fontes.

1.5.2.1 No sector industrial

Dado o nível de preços, qual o potencial de substituição entre petróleo, gás e carvão? Quão rápida poderá ser a substituição? Estas questões tornam-se particularmente oportunas sempre que se antecipam ou concretizam choques energéticos e deverão ser analisadas antes de tomada a decisão relativamente à introdução de uma nova fonte energética. Os custos totais decorrentes da opção por determinado tipo de combustível integram parcelas como os custos em capital, o período de amortização e o preço do próprio combustível. Face ao aumento de preço de um dado combustível, os consumidores não abandonam todos simultaneamente esta fonte energética - para alguns, esta pode ser ainda a alternativa mais em conta. Ou seja, à medida que o custo de um combustível aumenta, a quota de mercado decresce gradualmente. Inclusivamente porque, uma vez feito o investimento num dado equipamento, este utiliza o mesmo tipo de combustível em toda a sua vida útil; não sendo usual um período de amortização inferior a quatro anos, é natural que os utilizadores usufruam do bem até ao expirar do seu

período normal de utilização. Com um diferencial de preços crescente, atingir-se-á, então, um ponto em que a substituição (prematura ou não) se revelará como a melhor opção.

Existem, contudo, equipamentos que podem utilizar mais de um combustível - são os equipamentos que têm capacidade dual ou *multi-firing*. Alguma flexibilidade poderá ser conseguida em alguns minutos; a flexibilidade total dependerá da reconstrução dos equipamentos, sua expansão ou redução, ou da cessação dos contratos de abastecimento. Por via da modelização matemática, [MOXNES 87] demonstra que os preços dos combustíveis são variáveis extremamente importantes na escolha do combustível e que o ajustamento da procura a estas variações envolve cerca de 19 anos (que corresponde ao período médio de ajustamento dos antigos e novos equipamentos). O modelo em causa procura explicar a variação da elasticidade-preço ao longo do tempo, a partir do que seria possível prever a procura de energia para fins industriais e delinear políticas para os vários actores do mercado energético. Conclui ainda que é a diferença dos prémios que é significativa e não o montante exacto dos mesmos. Deste modo, um prémio negativo para o gás (por exemplo, pela inexistência de um sistema de distribuição adequado) poderá ser equivalente a um prémio positivo para o petróleo ou carvão.

Sumarizando, a escolha do combustível é, antes de mais, explicada pela longa vida útil do equipamento. A relevância da flexibilidade de curto prazo associada aos equipamentos com capacidade dual é, porém, modesta. Grandes variações entre consumidores em diferentes regiões e países significam que, face a pequenas variações de preço, apenas são perdidas modestas quotas de mercado e que a perda da quota total é gradual e se estende por períodos de tempo mais ou menos longos.

1.5.2.2 No sector terciário e residencial

Grande parte do potencial do crescimento da procura de gás deriva de conversões tecnológicas. As decisões dos agregados familiares no que toca ao consumo de energia para aquecimento envolvem duas fases: 1) a escolha entre um número discreto de sistemas de combustão ou tecnologias (escolha tecnológica); 2) a opção que respeita ao grau de intensidade de utilização do equipamento. Como vimos, no curto prazo, o consumo de energia apenas poderá depender da intensidade de utilização do equipamento instalado, enquanto num prazo mais alargado, a variação dos preços e de outras variáveis poderá motivar a conversão para outro sistema combustível. Os investimentos em equipamento energético não são, pois, necessariamente irreversíveis.

Formalmente, a escolha tecnológica envolve a comparação de níveis de utilidade indirecta dos vários sistemas. Recorde-se que as funções de utilidade são modos de descrever o comportamento da escolha: são modos de atribuir um valor a cada cabaz de consumo, com vista a hierarquizar as preferências individuais. Uma função de utilidade directa descreve as preferências independentemente do mercado; a função de utilidade indirecta traduz os níveis de utilidade máximos como funções dos preços e do rendimento. As funções de utilidade indirecta são obtidas substituindo as funções de procura na função de utilidade directa.

De acordo com a teoria do comportamento do consumidor, é possível obter a utilização de gás por agregado familiar derivando funções de utilidade indirecta, através da identidade de Roy. A identidade de Roy estabelece a relação entre as funções de procura e as funções de utilidade: relaciona a procura do bem com as derivadas da função de utilidade indirecta. Abstraindo-nos da hipótese de se poder optar por tecnologias mistas (i.e, com possibilidade de combinar combustíveis em diferentes proporções para gerar aquecimento) e restringindo-nos aos sistemas "puros", temos que cada tecnologia tem a si associada uma função de utilidade indirecta condicional: o consumidor vai maximizar a função de utilidade (directa), dada a tecnologia. Aquela função integrará um elemento estrutural, onde pontuarão como determinantes, variáveis ou características independentes (preços, rendimento, etc), que restringirão a maximização procurada pelo consumidor, e um elemento estocástico, que expressa o efeito de factores não observáveis.

Uma vez escolhida uma dada tecnologia, os consumidores poderão variar continuamente a intensidade de utilização do aparelho. Neste ponto é possível aplicar a identidade de Roy, a qual estipula que se podem derivar funções de procura (não compensadas)¹², a partir de uma função de utilidade indirecta específica (em lugar de uma função de utilidade directa), mediante derivações. Tal significa que, uma vez escolhida a tecnologia, torna-se fácil deduzir a utilização de um dado equipamento. Mediante o cálculo de elasticidades é ainda possível deduzir os efeitos de médio prazo da alteração das condições.

Saliente-se, porém, que a conversão para um outro tipo de combustível poderá ser dispendiosa e difícil para o consumidor, na medida em que, aos custos económicos puros, há que adicionar custos de índole psicológica e de habituação (onde vão ser ponderados, nomeadamente os efeitos de escolhas do passado), pelo que a variável tempo também deverá ser integrada. Estes factores não observáveis poderão reflectir precisamente as propriedades qualitativas das várias tecnologias (para além do tamanho, da eficiência e da conveniência operacional dos

¹² As funções de procura compensadas ou hicksianas baseam-se no facto de, face a uma variação do preço, se proceder ao ajustamento no rendimento do consumidor, de modo a que o nível de utilidade se mantenha.

equipamentos), traduzíveis num grau de estabilidade que influenciará a utilidade - é a persistência de hábitos a sobrepôr-se.

Um elemento adicional a não menosprezar num modelo de procura é a saturação da rede. No negócio do gás, o consumidor individual terá de assumir como factor exógeno a existência ou inexistência de rede gasista: a construção de um gasoduto não poderá traduzir uma escolha individual, pelo que esta, desde logo, se encontra parcialmente limitada pelo "comportamento total". Em situação semelhante se encontra o consumidor, quando se debate com uma rede existente, mas saturada. O facto é que, mais uma vez, tais decisões não são directamente tomadas pelos consumidores, mas pelos empresários, construtores ou distribuidores. Algum tempo poderá ainda intermediar a variação nos preços, por exemplo, e a alteração das escolhas tecnológicas das novas habitações.

Na conjugação de todos estes elementos e no impacto de longo prazo é decisivo o facto de a variação de preço ser temporária ou permanente.

1.5.2.3 Na produção de energia

Na Europa Ocidental, confirma-se uma deslocação da actividade económica para sectores com baixa intensidade energética e reduzido consumo energético, induzida pelos elevados custos resultantes dos choques energéticos de 1973 e 1980. O consumo de combustíveis sólidos tem-se mantido, ao passo que o de produtos petrolíferos decresceu, em particular no sector produtor de energia eléctrica. O crescente interesse pela utilização do gás neste sector é incitado por melhoramentos na tecnologia gasista, uma crescente consciência da credibilidade e eficiência das turbinas a gás, menores períodos de gestação e menor intensidade em capital e ainda pelo reconhecimento dos benefícios do gás na obtenção de um melhor ambiente.

1.6 Estruturas de mercado

À partida, o sector gasista não se coaduna com as condições que levariam as forças de mercado à eficiência económica: grande parte da produção e consumo é caracterizada pela concorrência imperfeita. A existência de monopólios, cartéis, empresas verticalmente integradas, contratos de longo prazo e a fixação dos preços retiram o imperativo da eficiência. Em teoria, a possibilidade de novas empresas entrarem no mercado e a concorrência de combustíveis substitutos forçaria a indústria a produzir no ponto que levaria à minimização dos custos. Na prática, dois factores contribuem para que a produção num ponto não eficiente perdure durante significativos períodos de tempo: 1) existem barreiras naturais, técnicas e artificiais à entrada de

novos concorrentes; 2) a importância da minimização do risco torna improvável a prossecução do objectivo de minimização do custo, em sentido restrito [REES 90].

Ademais, as indústrias do sector público sacrificam frequentemente a eficiência tecnológica em favor de outros objectivos, tais como a obtenção de *superavits* nas contas externas, a garantia de fontes de abastecimento internas seguras ou a redução dos custos sociais, económicos e políticos do desemprego. A concorrência imperfeita concede aos produtores um poder de mercado suficiente para escolherem as suas fontes de abastecimento e as suas estratégias de fixação do preço e de produção. As suas decisões relativas à adopção de políticas tecnologicamente ineficientes pode ser perfeitamente racional, dados os seus objectivos próprios.

Sendo o mercado europeu dominado por poucos agentes (mas de grande dimensão) em qualquer das partes, este tipo de estrutura de mercado é designada como oligopólio bilateral, para o qual a teoria económica tradicional não contempla um resultado único na determinação da quantidade e do preço. O mercado europeu continental chega mesmo a representar um oligopólio (poucos vendedores) face a um monopsónio (um único comprador): o número de resultados é infinito na teoria económica tradicional. A inadequação da teoria económica advém do facto de ser difícil a obtenção de resultados determinísticos, pois as condições de custo e de procura não são suficientes para determinar o preço e a quantidade que vão vigorar. O mercado do GN está longe de ser concorrencial: o poder negocial dos produtores (e distribuidores) tem decrescido, uma vez que a oferta tem superado a procura, mas o poder continua desigualmente repartido. Daí que se criem múltiplas soluções cooperativas, onde os compromissos e as complementaridades de interesses geram negociações crescentemente complexas e onde pontuam dimensões e barreiras políticas¹³.

Neste mercado altamente volátil (nem é puramente concorrencial, nem monopolístico) os preços futuros são muito difíceis de prever; conjuntamente com as quantidades, são o resultado das negociações entre as partes envolvidas, e logo função do poder das empresas em causa e, por vezes, de pressões políticas. Porém, é possível enquadrar o comportamento das empresas públicas do sector gasista numa das estratégias mais comuns de oligopólio - a estratégia à Bertrand: as empresas definem os preços e vão deixar o mercado determinar as quantidades. Na escolha dos preços, as empresas terão em consideração o comportamento das outras empresas presentes no mercado, admitindo que estas vão manter os preços fixos. Este comportamento é viável no mercado gasista, dados os longos períodos de tempo em que vigoram os preços (a revisão dos preços é possível, mas não imediata, e está estipulada por contrato).

¹³ Casos das oposições ideológico-políticas que fizeram história CE-(ex)EFTA, Europa Ocidental-Europa de Leste, Europa Ocidental-Mundo Islâmico.

Os produtores/distribuidores de GN podem ameaçar-se mutuamente ou, pelo contrário, adoptar uma estratégia cooperativa. A cooperação é tanto mais difícil quanto maior o número de produtores: cada um tentará antecipar as iniciativas do outro e as reacções às suas próprias acções. Sendo este comportamento recíproco, o resultado é incerto. O comportamento dos oligopolistas pode mesmo ser mais influenciado por expectativas em relação ao comportamento de outros do que propriamente pela curva da oferta. O grau de incerteza depende do facto de se adoptar um comportamento defensivo ou, ao invés, um comportamento agressivo. Se a incerteza é total o parâmetro objectivo é a quota de mercado: o medo da concorrência e a perda de parte do mercado leva a cortes nos preços. Ou seja, na ausência de cooperação, os produtores procuram oferecer volumes crescentes a baixos preços, de modo a manter a quota de mercado; os baixos preços farão, no entanto, baixar a renda económica dos exportadores de gás.

A opção por quota de mercado *versus* preço diverge consoante a preferência dos agentes nacionais. A Noruega e a Argélia, por exemplo, tendem a dar prioridade à renda económica e a ex-URSS a enfatizar a quota de mercado. Tem, portanto, existido uma considerável complementaridade entre os principais produtores de gás: a ex-URSS tem oferecido grandes volumes de gás a preços atractivos e o desejo de diversificação por parte dos consumidores poderá ser colmatado por ofertas adicionais argelinas e norueguesas (a venda de gás proveniente destas últimas origens tem estado condicionada pelo baixo preço do gás soviético). Podemos mesmo dizer que a oferta soviética tem sido o grande motor da expansão do mercado europeu, mas com a aprovação da Argélia e da Noruega. Este acordo tacitamente cooperativo tem, no entanto, reduzido a concorrência no mercado: ao mesmo tempo que reduz o risco-preço da Argélia e Noruega, reduz também o risco-volume da ex-URSS. No presente, este acordo tácito tem sido ameaçado pelo manifesto interesse da Argélia, e particularmente da Noruega, para com as respectivas quotas de mercado. No caso de o Reino Unido se tornar exportador ou se aderir ao monopsonio europeu, a Noruega poderá ver a sua posição no mercado deteriorada, pelo que a alternativa seria competir mais abertamente com a ex-URSS e até mesmo com a Argélia. Os importadores sairiam certamente beneficiados com a quebra nos preços (admitindo que os efeitos da concorrência se fariam repercutir numa tendência para a baixa dos preços de consumo) e, no limite, seria até possível dissociar os preços do gás dos preços do petróleo. A estabilidade poderia ser a contrapartida...

Os produtores e distribuidores podem retirar benefícios da cooperação. Num mercado em expansão, como é o do comércio internacional de gás, a cooperação é facilitada por ainda ser possível a oferta de grandes quantidades a preços razoáveis. Os oligopolistas têm interesses estruturais no mercado gasista da Europa Ocidental. Conseguir quebrar qualquer tentativa de

reforço das organizações de consumidores - quebrar o monopólio continental - é o seu grande objectivo.

Em síntese, num mercado oligopolístico, com vários produtores e produtos homogéneos, imperam regras que escapam à convencional análise económica, uma vez que o tratamento e os resultados podem ser diferenciados por razões sociais e/ou políticas. Ao inserir uma dimensão de heterogeneidade no mercado, facultando um equilíbrio de preços diferenciados e limites nas quotas de mercado, reduz-se a incerteza e os riscos e aumenta-se a previsibilidade das quantidades transaccionadas e dos preços. A todo este manancial de condicionantes há que adicionar os factores comportamentais (de indivíduos, empresas ou Governos), as vivências históricas, as habilitações, necessidades, interesses, preferências e aversões dos participantes. O comportamento estratégico conduz-nos à fronteira da Teoria dos Jogos¹⁴, manipulando as opções dos oligopolistas no seio de um sistema de interdependências. Este é o quadro em que se movem os protagonistas do mercado gasista.

No actual contexto sócio-político e face às actuais características comportamentais dos intervenientes, espera-se que os mercados oligopolistas se tornem mais determinísticos, por pressão da interacção da economia e política, e não por uma mera agregação de componentes e comportamentos individuais. Daí a aposta no estudo das características económicas, políticas e comportamentais dos decisores de política, bem como na teoria dos jogos. Será certamente erróneo restringir-mo-nos exclusivamente a uma abordagem política. Fortes interesses económicos estão também em jogo, quer da parte dos produtores, quer dos consumidores: considerações de longo prazo interagem constantemente com preocupações mais imediatas.

1.7 Cartelização do mercado: o poder e a quota de mercado

Mathiesen *et al* [GOLOMBEK 87] analisam o poder de mercado dos produtores de acordo com a(s) sua(s) estratégia(s) de actuação. No lado da oferta, o mercado pode ser caracterizado por três tipos de comportamento, que tendem a gerar três tipos de equilíbrio: *price taking*, oligopolista à Nash-Cournot e colusivo. Recordemos, primeiramente, os pressupostos subjacentes a cada um destes tipos de comportamento.

O equilíbrio competitivo ou concorrência perfeita (*price taking*) corresponde a uma estrutura de mercado onde interagem inúmeros e pequenos agentes, quer do lado da procura, quer do

¹⁴ A Teoria dos Jogos procura um paralelo entre o comportamento dos participantes num jogo de azar ou de estratégia e o comportamento das empresas ou indivíduos em pequenos grupos (oligopólios). É também utilizada para explicar o comportamento em condições de incerteza, nomeadamente no que respeita ao efeito das suas decisões ou acerca da reacção de outros "jogadores" [SAMUELSON 88].

lado da oferta. Nestas condições, nenhum dos intervenientes no mercado tem condições para, isoladamente, influenciar o preço de mercado, por via da alteração da quantidade transaccionada. Um oligopolista à Nash-Cournot vai procurar maximizar os lucros, tendo em conta as suas previsões quanto ao comportamento das outras empresas presentes no mercado no tocante aos preços. No equilíbrio de Cournot, tais expectativas confirmam-se e nenhuma empresa considera lucrativo variar a sua produção, uma vez conhecida a escolha feita pela outra empresa.

No oligopólio com conluio (tácito ou explícito) existem poucos vendedores no mercado, vendendo produtos similares, e existem fortes barreiras à concorrência. Tendo concluído sobre a forte interdependência dos preços praticados, os oligopolistas reconhecem a "mútua interdependência" que os une e decidem fixar os mesmos preços, optando, pois, por uma solução cooperativa. Fixando o mesmo preço, os oligopolistas defrontam-se com a curva de procura do mercado em conjunto e não com a curva de procura individual de cada um. Quando os oligopolistas estão em conluio completo e tomam em linha de conta a respectiva interdependência, o preço e a quantidade podem ser próximos dos de um monopolista, muito embora o conluio seja ilegal.

Os equilíbrios de mercado gerados são caracterizados por diferenças substanciais no grau de exploração de mercado, usualmente avaliado pelo lucro total dos produtores e pelo excedente dos consumidores. Efectivamente, existem inúmeras possibilidades de os produtores explorarem o seu poder de mercado. O equilíbrio à Cournot, resultado de actuações não cooperativas, cede aos produtores lucros consideravelmente maiores que o equilíbrio competitivo e é o que melhor retrata a realidade. O equilíbrio à Cournot situa-se entre os dois restantes (embora mais perto do colusivo). A regulação não cooperativa do mercado, enquanto solução de um jogo não-cooperativo entre produtores, gera um maior lucro para os produtores do que o equilíbrio competitivo: é o equilíbrio natural, resultante da acção não concertada, que gera um elevado poder de mercado.

O excedente total é a soma do excedente do consumidor com o excedente do produtor. O excedente do consumidor equivale à diferença entre o montante que um consumidor está disposto a pagar por um bem e o montante que acaba por pagar de facto: o equivalente monetário da utilidade total do bem consumido pode ser bastante superior ao montante dispendido. O excedente do produtor corresponde à diferença entre o montante mínimo a que o produtor estaria disposto a vender determinada quantidade do bem e o montante que efectivamente recebe pela venda do bem [VARIAN 87]. A soma dos lucros dos produtores e dos excedentes dos consumidores é maximizada no equilíbrio competitivo. Mathiesen *et al*



concluem que, na realidade, a soma dos benefícios para os produtores e consumidores não é muito diferente nos três equilíbrios, mas a sua distribuição é diferente.

Quadro I.1.G - Estatísticas de 1993 em comparação com os três equilíbrios

	Equilíbrio de 1993		Equilíbrio Competitivo		Equilíbrio à Nash-Cournot		Equilíbrio Colusivo	
Consumo Total (*)	194,5		220,9		171,6		131,9	
	Consumo por Região e Preços nos Consumidores (*)							
	Quant	Preço	Quant	Preço	Quant	Preço	Quant	Preço
Holanda	35,9	5,2	42,5	1,9	32,4	6,9	21,7	12,3
Reino Unido	49,4	5,2	50,2	4,7	33,0	10,7	27,6	12,6
Ex-RFA	43,1	5,7	50,7	2,4	42,1	6,4	33,1	10,6
França	27,6	7,1	30,5	3,6	25,4	9,6	18,8	17,2
Belux	9,1	5,8	12,4	2,3	9,2	5,7	6,4	8,8
Itália	25,1	5,9	29,6	2,2	25,4	5,6	21,1	9,0
Áustria	4,3	6,4	5,0	3,0	4,1	7,7	3,2	12,2
	Oferta por Região (*)							
Holanda(**)	67,4		95,4		34,7		58,5	
Reino Unido	38,9		39,7		22,5		27,6	
União Soviética	22,5		11,4		30,0		1,9	
Argélia	12,1		28,8		26,6		8,8	
Noruega	22,8		10,5		22,7		0,0	
Prod.Endógena	35,1		35,1		35,1		35,1	

Fonte: "The European Natural Gas Market", Mathiesen et al [GOLOMBEK,1987]

(*) Mil milhões de metros cúbicos
(**) O equilíbrio de 93 não inclui exportações para a Suíça

O equilíbrio colusivo é equivalente à solução ótima do monopólio, pois maximiza o somatório dos lucros dos produtores. Mas é bastante irrealista, quer do ponto de vista político, quer do ponto de vista económico: os produtores pertencem normalmente a blocos políticos e a sistemas económicos diferentes, pelo que até mesmo a hipótese de cooperação informal é bastante remota. Além do mais, tal coordenação revestir-se-ia de custos acrescidos, na medida em que implicaria elevados *side payments* (sob a forma de redistribuição de lucros, por exemplo) a outros produtores no intuito de obter a sua colaboração.

A nível internacional, existem países com um padrão de comportamento "híbrido", difícil de caracterizar neste quadro de leitura. Por exemplo, no Reino Unido e na Holanda, países que pertencem a ambos os lados do mercado, é duvidoso que os respectivos Governos permitissem uma exploração dos mercados internos, via prossecução de estratégias oligopolistas por parte dos produtores. Vejamos os casos da *British Gas* e da *Gaz de France*: estas empresas operam de modo inverso, na medida em que utilizam a sua posição monopsonista para discriminar entre diferentes produtores. Nestes casos, é possível admitir que os produtores são *price takers* internamente e que adoptam um comportamento à Nash-

Cournot nos mercados externos; por esta via, os preços internos baixam e o consumo sobe comparativamente ao caso Nash-Cournot puro, ao mesmo tempo que são exportadas quantidades superiores a um preço mais elevado.

O mercado europeu é um interessante exemplo da co-habitação de concorrência oligopolista e regulamentação monopsonista. A aparente complementaridade de interesses dos principais oligopolistas, baseada nas suas experiências históricas e em diferentes objectivos em relação ao mercado, tem dado lugar ao conluio e a uma certa estabilidade da oferta europeia: oligopolistas com diferentes objectivos estratégicos tendem a cooperar mais facilmente do que se os seus objectivos forem similares. Por seu turno, o poder do monopsonio europeu pode também adoptar uma estratégia de diversificação enviesada, adquirindo maiores montantes ao fornecedor com maior elasticidade-preço (por exemplo, a ex-URSS), ao mesmo tempo que mantém como fornecedores outros oligopolistas (por exemplo, a Argélia e a Noruega).

O monopsonio tem o eterno interesse em diversificar as fontes de abastecimento, mas tal tende a reduzir a incerteza no mercado, logo reforçando a posição contratual dos fornecedores com menor elasticidade-preço (a estratégia de diversificação releva a complementaridade dos fornecedores). Para o monopsonio, o pior resultado será sempre o confronto com um único fornecedor de gás (monopolista ou cartel), pelo que tem todo o interesse que se mantenham outros fornecedores no mercado, interagindo e competindo, de modo a manter a incerteza. Ou seja, uma estratégia de diversificação da fonte de abastecimento e de tratamento diferenciado poderá reforçar a estabilidade do mercado, ao facultar uma certa orientação, embora informal, aos oligopolistas. Esta aparente estabilidade tem, contudo, sido ameaçada por factores políticos e económicos. Destes últimos são exemplos: a recusa do Reino Unido em aceitar gás norueguês devido às perspectivas de uma maior auto-suficiência futura; a reentrada da Holanda como exportador (num oligopólio, a entrada de um quarto fornecedor pode pôr em perigo o conluio entre os três).

Ironicamente, o contexto geopolítico do comércio de gás europeu, ao colocar um limite na tolerada dependência em relação a fornecedores não-europeus, tende a reduzir a concorrência. Uma diferenciação do fornecedor com base em preferências políticas poderá criar segmentos de mercado heterogéneos, cujos resultados finais serão elevados preços e menor volume transaccionado (a heterogeneidade, ao reduzir a incerteza, reduz também o poder negocial do monopsonio).

Em síntese: os produtores podem obter lucros consideráveis se agirem como oligopolistas. A cooperação aberta ou tácita poderia elevar ainda mais os lucros, mas é muito difícil de implementar, dadas as restrições políticas e os elevados *side payments* que acarretaria. A solução Nash-Cournot é a melhor descrição do mercado.

2. Contratos Gasistas: Modelos Contratuais e Esquemas de Preços

2.1 O processo de negociação e celebração de contratos

Na moderna economia industrial, a *performance* de uma indústria é caracterizada pelo número de produtores e pelo seu poder de mercado. No negócio do gás europeu existem poucos produtores grandes, mas empresas de distribuição muito influentes, unidos por uma relação contratual de longo prazo. O percurso negocial apresenta características peculiares. A contratação rege-se por regras e objectivos de longo prazo, envolvendo nas trocas um limitado número de agentes.

Uma das razões que subjazem ao contrato de comércio bilateral é a inflexibilidade devida à infraestrutura gasista - o gasoduto que liga o jazigo ao comprador ou as infraestruturas associadas ao GNL. Uma vez assinado o contrato e completo o sistema de transporte, as opções que se colocam ao detentor dos recursos são o armazenamento do gás (no campo) ou a venda à outra parte. No entanto, embora tal compromisso via infraestrutura explique os contratos, não justifica o bilateralismo *ex ante*. Um fundamento do comércio bilateral é precisamente a estrutura do mercado do gás, em especial na Europa, onde interagem grandes (e em pequeno número) exportadores (ex-URSS, Noruega, Holanda e Argélia) e poucos, mas de grande dimensão, países importadores (ex-RFA, França e Itália). Logo, o mercado poderá ser caracterizado como um oligopólio bilateral. Admitindo que é um oligopólio bilateral puro, ou seja, simultaneamente monopsonio e monopólio, é possível delinear *ex ante* um contrato de gás sob a suposição de que o vendedor dispõe de um número de jazigos que serão explorados sequencialmente ao longo do período em que vai vigorar o contrato.

Um contrato é uma relação que especifica o pagamento que um distribuidor fará a um produtor, como função da quantidade comprada e de um conjunto de parâmetros externos, tais como o preço dos combustíveis concorrentes ou índices da actividade económica. Os contratos são caracterizados por um conjunto de regras (como a quantidade mínima a adquirir, cláusulas *take or pay*, etc) e por coeficientes (como sejam os factores ponderadores das cláusulas de indexação, preço-base e flexibilidade da oferta anual). As negociações gasistas são directamente influenciadas pelo ambiente de mercado, pelos recursos-base e pela infraestrutura gasista dos países envolvidos. Os contratos podem divergir em termos de

esquemas de preços, obrigações contratuais e preços-base, mas longos períodos em que vigoram tornam-nos particularmente influenciáveis pela evolução do mercado.

O GN é, pois, vendido a preços e sob condições especificados por contratos de longo prazo negociados bilateralmente entre um reduzido número de grandes produtores e um relativamente pequeno número de distribuidores. A Teoria dos Jogos poderá revelar-se bastante útil na determinação do comportamento óptimo em situações de negociação, através da utilização da teoria contratual Nash-Cournot da modelização económica. Podemos assumir que o mercado do gás é oligopolista e que os produtores adoptam um comportamento à Nash-Cournot, ou seja, cada um dos produtores procura maximizar o seu lucro, dadas as acções dos outros. A entrega de um produtor a um consumidor e o respectivo preço poderão depender de eventos externos, tais como o preço dos produtos petrolíferos, bem como da política prosseguida por outros agentes.

Os contratos reais, muito embora façam depender a relação contratual futura de eventos externos, não incluem qualquer referência a eventuais acções de outros jogadores. A cláusula de indexação é tomada como uma aproximação à função que relaciona o preço com o "estado real" da economia; esta relação é tanto mais difícil de exercer quanto mais longos os períodos de tempo que abarca. As renegociações procuram reequilibrar a fórmula do preço: os contratos mais recentes incluem a possibilidade de revisão da indexação do preço, mas não do volume. A renegociação do preço é, pois, um mecanismo que procura assegurar que os volumes contratados são transaccionados.

O delinear dos contratos de longo prazo é importante na medida em que especifica os termos comerciais sob os quais uma quantidade substancial de reservas é vendida ao longo de um vasto período de tempo. É difícil, por três razões:

- 1) a incerteza quanto às condições de mercado futuras, particularmente o nível e a elasticidade da procura e a magnitude da concorrência inter-combustíveis;
- 2) o pequeno número de compradores e vendedores que competem no mercado (oligopólio bilateral) poderá induzir comportamentos estratégicos em ambos os lados do mercado;
- 3) a complexidade do próprio contrato: há que obstar a comportamentos oportunistas por parte de qualquer uma das partes contratantes.

Nem todas as variáveis que afectam o contrato poderão ser antecipadamente previstas pelas partes contratantes. Choques do lado da oferta e do lado da procura poderão ser imprevisíveis; os problemas de risco moral (*moral hazard*) são também uma constante. Existem situações em que o comportamento do vendedor, embora controlável, não é observável, podendo originar situações de risco moral. Ademais poderá verificar-se selecção adversa; tal acontece sempre que o comprador não pode ter conhecimento das características exógenas relativas ao

vendedor. Nestas situações, o mercado revela informação imperfeita, pois o comprador não tem possibilidade de conhecer por completo as condições do mercado [STIGLITZ 88]. A assimetria de informação (ou informação imperfeita) é uma imperfeição de mercado que não raras vezes afecta os mercados energéticos. A eficiência de mercado requer a disseminação perfeita da informação, cujo custo (mínimo) será o custo associado à sua transmissão.

A um nível mais global, vastos e potencialmente conflitantes interesses políticos são também uma característica envolvente dos contratos gasistas. Frequentemente, os principais exportadores e a região consumidora são membros de diferentes esferas políticas. Neste contexto, a nível europeu, é de esperar que a Comunidade Europeia (CE) não venha a conseguir actuar como uma única entidade política em relação às questões do GN, pelo que os "grandes" resultados continuarão a advir de "grandes" entidades individualmente consideradas e raramente da Europa comunitária.

Embora o comportamento operacional da empresa distribuidora possa ser tomado como resultado da minimização do custo directo, a sua postura comercial é mais complexa, uma vez que pode ser fortemente influenciada pelo ambiente regulamentar. Admitindo que a empresa distribuidora age em monopólio, a sua política poderá corresponder à maximização do lucro (monopólio privado), eventualmente sujeito a regulação, ou unicamente ao equilíbrio orçamental -preço como função do custo médio (monopólio público). A regulação tem efeitos no comportamento das empresas, nomeadamente no que toca à escolha dos *inputs*. Na impossibilidade de subsidiar o monopólio natural, a questão emergente é a da definição de óptimo, uma vez que equivar o preço ao custo marginal resulta numa perda de dinheiro para a empresa. O monopólio natural é um caso clássico, típico dos sectores considerados estratégicos. Verifica-se sempre que os custos de produção são de tal modo elevados que o óptimo corresponde ao abastecimento do mercado por uma única empresa. A posição de monopólio é obtida em resultado da verificação de rendimentos à escala crescentes, de tal modo significativos, que inviabilizam a existência de outra(s) empresa(s) no mercado. Nestas condições de mercado, os custos fixos são muito elevados (o que desde logo constitui um entrave à entrada no mercado) e os custos marginais baixos. A existência de um monopólio natural depende da dimensão das economias de escala comparativamente à procura de mercado. Os custos de investimento e as economias de escala associadas ao transporte e distribuição de gás levaram frequentemente à formação de monopólios naturais. Os preços Ramsey são utilizados para denotar o óptimo em monopólios públicos não subsidiados: são os preços associados ao óptimo de segundo nível, que dão lugar ao mais elevado excedente total compatível com a sobrevivência da empresa. Em certas condições, os preços Ramsey poderão não ser considerados equitativos: uma procura inelástica poderá reflectir a ausência de alternativas por parte dos consumidores.

2.2 A formação do preço

2.2.1 Factores condicionantes

A natureza internacional e competitiva do mercado da energia implica o estudo das características específicas dos vários combustíveis. Em jeito de síntese, apontam-se as seguintes características do GN:

- tem como vantagens o consumo flexível e confortável, a eficiência energética e uma composição química que leva à combustão relativamente limpa;
- para a sua comercialização, as empresas terão de investir elevados montantes de capital nas instalações de transporte, armazenamento e distribuição;
- o *marketing* do gás requer uma relação de longo prazo, permanente, entre produtores, transportadores, distribuidores e consumidores, uma vez que os investimentos só poderão ser efectuados quando existe segurança em ambos os lados do mercado.

Os produtos petrolíferos dominam o mercado energético e são a melhor alternativa ao gás natural. A indexação do preço do gás ao preço de um produto petrolífero relevante é, pois, razoável. No que toca à equivalência calorífica, as características do GN concedem-lhe um prémio adicional. Para o consumidor, tal prémio reflecte-se na facilidade de utilização, menores exigências em capital, menores custos de manutenção e na ausência de custos com o armazenamento. A competitividade-preço deveria tomar tais factores em consideração e basear-se na paridade ao petróleo tendo em conta o prémio, bem como considerações ambientais dos combustíveis alternativos. Dadas as manifestas vantagens do GN em termos ambientais, a negociação dos preços deverá integrar um prémio ambiental, uma vez sensibilizados os consumidores para as exigências quanto a limites de emissões.

A fixação do preço é, pois, uma questão-chave no modo de funcionamento do mercado do gás e na reacção do mercado a alterações do mesmo, como seja a construção de um gasoduto que una vários mercados ou a privatização [GOLOMBEK 87]. Os contratos de longo prazo são, na prática, um cabaz de subcontratos, cujos preços incluem parcelas como os custos de produção de curto prazo, a renda associada ao gás, o pagamento da capacidade fixa instalada, seguros de vários tipos e preços de combustíveis concorrentes. Noutros mercados, tais contratos não são exigidos, uma vez que o consumidor pode optar entre comprar *spot* ou a prazo, pelo que os preços envolvidos nos subcontratos podem ser calculados separadamente. Grande parte do preço do contrato corresponde ao pagamento de custos fixos e não tem quaisquer implicações no valor do GN.

Analisemos parcelarmente os elementos que mais directamente determinarão o preço do gás no mercado e que são partes integrantes das cláusulas contratuais.

2.2.2 Os preços-base

Os produtores de gás costumam apresentar o argumento que este é um combustível de elevado valor e que, portanto, deveria beneficiar de um prémio aquando da determinação do seu preço, porque: tem uma combustão limpa; a relativa inflexibilidade dos acordos comerciais torna-o menos vulnerável que o petróleo; e é um combustível muito versátil. Tais argumentos nem sempre são compatíveis com o facto de, em mercados competitivos, o preço do gás depender da sua utilização.

Nos mercados residencial e comercial, o preço poderá atingir valores bastante elevados: os custos de distribuição são bastante altos, dado o baixo volume e a dispersão dos agregados, ao mesmo tempo que são sectores com uma variação sazonal muito forte. Alguns mercados industriais, como por exemplo a indústria vidreira, também poderão apresentar prémios no preço praticado, dadas as características únicas do gás nesta utilização. Dadas as economias de escala e a necessidade de equilibrar os padrões de consumo nos sectores residencial e comercial, os projectos gasistas de âmbito internacional têm de ser competitivos em mercados mais amplos, como o industrial e o da produção de electricidade, para tornar o projecto viável.

Os preços do gás são também influenciados pelo facto de a oferta de gás estar em fase de expansão ou de contracção. No primeiro caso, o preço apresenta um desconto, tal como o verificado aquando do desenvolvimento do mercado do gás europeu com a descoberta do jazigo de *Groningen*. No segundo caso, o preço apresenta um prémio, sendo tendencialmente mais elevado.

2.2.3 Indexação

As cláusulas de indexação ao preço de combustíveis concorrentes (habitualmente petróleo) dos actuais contratos gasistas variam tanto, se não mais, que os preços base. Os factores determinantes são:

- o período: os intervalos de tempo a que se reporta a indexação variam, mas em geral são trimestrais ou semestrais; na fase ascendente dos preços dos combustíveis concorrentes, o benefício para o comprador é tanto maior quanto mais longo o período;
- o factor *alfa*: corresponde à fracção do preço-base que é afectada pela variação do índice;

- o índice: está usualmente associado a variações do preço do petróleo ou derivados; alguns contratos incluem ainda cláusulas de ajustamento cambial ou uma relação entre o preço dos produtos petrolíferos e o gás;
- o modo de aplicação: poderá ser incorporado um *lag* temporal e o índice poderá ser aplicado percentualmente ou como valor absoluto;
- a cláusula da Nação Mais Favorecida (NMF): esta poderá operar em nome do produtor ou do consumidor. No primeiro caso, ao produtor é assegurado o mais elevado preço pago pelo consumidor a qualquer outro produtor; este tipo de contratos distorce significativamente o mercado: ao inflacionar o preço do gás cujos custos são inferiores, desencoraja o desenvolvimento do gás mais valioso. Em nome do consumidor, a cláusula NMF dá falsos sinais ao mercado, pois encoraja os consumidores a oferecerem um preço mais elevado do que na realidade estariam dispostos a oferecer, na esperança de que um qualquer outro consumidor venha a suportar eventuais e difíceis negociações - o preço mais elevado reforça a posição do produtor [IEA 82].

Num quadro extremo de plena aceitação pública, os preços do gás aparecem dissociados de outros combustíveis, sendo autónomos e baseados em fórmulas de custo ou, sempre que possível, sob condições de *gas to gas competition* (com os consumidores a terem a possibilidade de fazer aquisições directamente ao produtor/distribuidor) [STERN 90].

2.2.4 Cláusulas *take or pay*

Na presença destas cláusulas, o distribuidor fica obrigado a adquirir os volumes de gás acordados, independentemente da necessidade que deles tiver para fazer face à procura. As cláusulas *take or pay* garantem aos investidores rendimentos mínimos que cubram os investimentos efectuados na produção e no transporte de gás. Por exemplo, os contratos que envolvem o gasoduto soviético incluem um *floor price* que asseguram as receitas mínimas, mesmo no caso de a cláusula de indexação ditar um preço mais baixo.

2.2.5 Subsídio

Alguns elementos exteriores à normal estrutura de formação do preço poderão ainda afectar o preço do gás. É o caso sempre que os países consumidores (co)financiam a infraestrutura a uma taxa de juro inferior à taxa de juro de mercado. Um outro elemento usualmente presente nos acordos de comércio internacional são os *trade packages*: o preço de compra mais elevado é compensado pela aquisição, por parte do país produtor de GN, de produtos não necessariamente relacionados com o projecto, produzidos no país importador. A Argélia, por

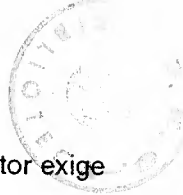
exemplo, tem sugerido que a renegociação dos contratos, com vista ao elevar dos preços, poderia tornar-se numa via para potenciar a cooperação económica. O objectivo dos países consumidores quando promovem *package deals* e quando financiam os projectos a taxas bonificadas não é aumentar os preços no consumo, mas subsidiar a exportação de bens do país consumidor. Com financiamento a taxas bonificadas, o preço no consumidor tende a baixar; com os *packages deals*, o mesmo preço tende a aumentar (podendo tornar as negociações mais difíceis para outros países que não estejam dispostos a conceder subsídios ou para empresas que não consigam obter subsídios governamentais). Em qualquer dos casos, são dados falsos sinais ao consumidor.

Um factor importante no redefinir das regras do jogo é precisamente a atitude das instituições financeiras. O risco acrescido requer um repensar dos tradicionais meios de financiamento das estruturas gasistas. Nos últimos 30 anos, contratos de longo prazo com substanciais provisões *take or pay* têm sido a única via. Nos anos 90, as pressões competitivas tenderão a fazer emergir outros tipos de contratos e outros métodos de financiamento dos projectos.

2.3 Políticas de preços

As políticas de preços das empresas de gás constitui um dos elementos fulcrais da sua estratégia. O tarifário deve ser simples, deve permitir a geração de receitas para o sector, deve respeitar as directivas do poder regulador e deve atender ao preço das energias concorrentes. Num determinado mercado, a venda será possível, sem perdas para o vendedor, quando o preço de importação do gás é inferior ou igual ao valor *netback* marginal estimado para o mercado [MARTINS 93].

Na Europa Ocidental, o preço do gás é calculado através de uma fórmula de índice de preços, onde a evolução do preço de mercado dos combustíveis alternativos é convertida em alterações ao preço do gás. Em muitos países, os preços de compra pagos pelas empresas de distribuição são determinados pela subtracção de um montante ao preço no consumidor final, montante esse suficiente para cobrir os custos de distribuição. No sector residencial, o importante é que se disponha de uma fonte calorífica credível e que se garanta que o combustível escolhido permaneça disponível durante um longo período a preços competitivos. Na indústria, o preço de mercado é o ponto de partida para a política de preços cobrados aos grandes consumidores industriais. Um significativo aumento do uso do gás para a produção de energia em larga escala só será possível se os combustíveis alternativos relevantes forem tomados em consideração na definição do preço para este sector, nomeadamente no que toca à sua equivalência calorífica e as diferenças nos investimentos requeridos. O GN é um



combustível muito atractivo para as centrais produtoras de energia, dado que este sector exige consideráveis ofertas a um preço constante ao longo de um vasto período de tempo; tais requisitos estão disponíveis mediante um sistema de produção e transporte de gás integrado.

Por várias razões, o continente tem uma política de preços elevados e, como tal, a parcela do gás no consumo total de energia situa-se muito abaixo da dos EUA ou da Rússia. Se o gás estivesse disponível a um preço mais acessível, estaria certamente disponível para muitos mais consumidores.

Na Europa de Leste, os preços da energia, ao serem estabelecidos de um modo arbitrário em economias centralmente planeadas, contribuíram para um consumo de energia ineficiente. Sendo subsidiados, os preços da energia aumentaram lentamente para níveis comparáveis aos do mercado energético internacional. Indiscutível parece ser o facto de a passagem de um sistema de preços subsidiados para um sistema internacional de preços competitivos vir a resultar em substanciais aumentos nos preços. O aumento da parcela do GN na procura energética e as melhorias na eficiência energética requererão investimentos adicionais. Uma política de preços implementada pelos Governos é um instrumento crucial no delinear de uma política comercial de desenvolvimento do mercado do gás, da sua infraestrutura e dos recursos naturais associados. O desenvolvimento dos recursos necessários à segurança no abastecimento de longo prazo tem de estar associada ao desenvolvimento dos mercados e da infraestrutura relacionada.

As decisões operacionais e comerciais envolvem horizontes temporais mais curtos (são decisões táticas) que as decisões sobre contratos (decisões estratégicas). No delinear de estratégias, os produtores terão como variáveis fulcrais a considerar os custos de produção e o período de gestação do investimento. Este último limita a capacidade do produtor para expandir a oferta no curto prazo, para além da capacidade existente: a capacidade para operar nas horas de ponta e nas transacções *spot* tem de ser previamente definida - períodos de gestação do investimento muito longos poderão enfraquecer a posição dos produtores em ambientes altamente incertos.

No que toca à competitividade do gás, a empresa distribuidora terá de seleccionar o seu portfólio de contratos, de modo a otimizar a sua posição num futuro e incerto ambiente, ou seja, deverá determinar a combinação de contratos com fornecedores vários, que irão vigorar no futuro e que deverão garantir a desejada flexibilidade na oferta. Os preços são o instrumento através do qual a empresa distribuidora lida com a incerteza. As entregas flexíveis são muito mais atractivas e a sua vantagem comparativa é tanto mais evidente quanto mais incerto se revela o futuro, nomeadamente no que toca ao preço do petróleo. O valor da flexibilidade de

uma dada origem depende da rigidez das outras ofertas. Por exemplo, com a integração do Reino Unido na rede europeia, o mais curto período de gestação do investimento neste país introduziria flexibilidade adicional no sistema de oferta da Europa continental.

A flexibilidade não é um bem público¹⁵, que alguns produtores disponibilizam e do qual outros agentes beneficiam sem qualquer custo adicional. A flexibilidade é economicamente importante nos contratos de longo prazo; um emergente e lucrativo mercado *spot* poderá ser tomado como um meio para fazer face a situações de escassez. Sempre que as circunstâncias o justifiquem, um país deverá adicionalmente proceder a remodelações institucionais e, em particular, a nível da regulamentação, que poderão incrementar a competitividade do (seu) gás. As vantagens económicas dos contratos devem, pois, ser consideradas conjuntamente com a flexibilidade da oferta; tal flexibilidade poderá, porém, ser dispendiosa, exigindo soluções alternativas para o desenvolvimento da capacidade excedentária.

O importante a retirar da análise contratual num mercado liberal é que não existe um mercado central e não existe um único preço de mercado: cada contrato é o resultado de negociações bilaterais, onde os compradores são os detentores dos gasodutos, grandes companhias com procura assegurada. E é sabido que as assimetrias informacionais e a oportunidade para adoptar comportamentos estratégicos/oportunistas são tanto maiores quanto maior o comprador ou menor o vendedor.

Na determinação do preço inicial do contrato, a influência do poder de mercado não é o factor primordial - embora subsista alguma evidência do poder monopsonista, não é confirmado o impacto da concentração de produtores nos preços contratados [GOLOMBEK 87]. As variáveis específicas à transacção e à empresa são muito importantes, incluindo medidas da quota de mercado do comprador e do vendedor e a dimensão do comprador. Em termos contratuais, o preço continua a ser negociado casuisticamente, pelo que o preço que deverá vigorar no mercado internacional permanecerá incerto.

2.4 Cobertura do risco

As condições de financiamento e fixação dos preços variam de contrato para contrato. Comparativamente, o comércio internacional de GN é mais rígido do que o do petróleo: não há

¹⁵ Existem bens que, ou não são provisionados pelo mercado ou, sendo-o, a quantidade oferecida é insuficiente: são os bens públicos (puros), cujas propriedades mais proeminentes são a indivisibilidade, a não exclusão e a não rivalidade no consumo. Um bem público é um bem cuja utilização não é passível de subdivisão: não é possível, ou é muito difícil e dispendioso, excluir um indivíduo do usufruto dos seus benefícios. Ademais, não é fácil excluir um indivíduo do seu consumo e o facto de este usufruir do bem não diminui a quantidade disponível para outrem; a sua provisão a mais um indivíduo não incorre em custos adicionais (o custo marginal é nulo).

um mercado *spot* e cada contrato tem as suas características específicas, de acordo com a quantidade entregue, a distância e o percurso, a infraestrutura requerida, as políticas do produtor e do comprador e as utilizações finais. Contudo, uma vez que o gás entra em concorrência com outros combustíveis, a determinação do preço tem de ter em conta estas alternativas que se apresentam aos consumidores.

Nos contratos de longo prazo que regem a comercialização do GN, é comum a determinação do preço do gás que estará associado à evolução dos preços de outros combustíveis, em particular o preço do petróleo. Pelo que o preço do GN é composto de dois elementos fulcrais: (i) o preço-base no momento da assinatura do contrato; (ii) uma fórmula de escalonamento/indexação, que deverá reflectir a variação deste preço-base quando variam os preços de outra(s) fonte(s) energética(s). Esta relação é, em geral, positiva.

Importa, no entanto, apontar uma excepção: o caso do contrato eficiente. Por contrato eficiente entende-se um contrato que maximiza a utilidade esperada de um país (vendedor ou comprador), dada a utilidade esperada de outro país (comprador ou vendedor), i.e., é um contrato óptimo à Pareto¹⁶. Neste tipo de contratos não é, porém, de esperar uma indexação do tipo acima descrito; pelo contrário, quando ambos os países são aversos ao risco, o contrato eficiente implica que o preço do GN deverá ser tanto menor quanto maior o preço do petróleo [GOLOMBEK 87]. Ou seja, quando ambos são aversos ao risco e *price takers* no mercado petrolífero, mediante um contrato de seguro eficiente entre o país exportador e o país importador de petróleo, será possível proceder a transferências monetárias do primeiro para o segundo sempre que o preço do petróleo se revele "alto" e a transferências em sentido inverso se o mesmo preço se revelar "baixo". Deste modo, os países fazem a cobertura do risco inerente às transacções energéticas internacionais.

O preço num contrato eficiente, com incerteza do lado da procura e monopólio/oligopólio bilateral incorpora uma componente fixa, não relacionada com as condições de custo (quase-renda), e uma parcela variável que cobre os custos marginais. A componente fixa, por seu turno, engloba um pagamento mínimo por ano, em termos de *take or pay*. Havendo, paralelamente, comércio de GN em quantidades exogenamente definidas, o preço do gás poderá substituir tal transferência, descendo sempre que o preço do petróleo subir. Este tipo de contratos não é muito utilizado na prática, mas é possível demonstrar que tal contrato é eficiente, inclusivamente nos casos em que não há comércio de gás. Ao associar-se o contrato ao GN, nenhum dos países terá interesse em quebrar o contrato, no caso de a alteração do preço do petróleo jogar a seu desfavor.

¹⁶ Uma afectação de recursos diz-se eficiente à Pareto quando não há reafectação possível que pudesse melhorar a situação de um indivíduo sem piorar a de outrem. É um resultado económico em que nenhuma reafectação ou troca poderia melhorar a situação global de todos os indivíduos.

É também importante avaliar a variação no rendimento nacional de cada país associada ao preço do petróleo. Quando este aumenta, ambos os países partilham a subida ou descida no rendimento total, em proporções que dependem dos parâmetros que revelam o seu posicionamento face ao risco. Perante um aumento no preço do petróleo, o rendimento nacional aumentará ou diminuirá consoante os dois países sejam exportadores ou importadores líquidos de petróleo. Deste modo, a relação negativa entre preço do petróleo e preço do gás pode ser tomada como um mecanismo de estabilização do rendimento. Importa fazer um alerta: não se menciona aqui que o preço final do gás para os consumidores estaria negativamente relacionado com o preço do petróleo! De facto, sendo substitutos próximos no consumo, o preço do gás no consumo será tanto maior quanto maior o preço do petróleo. Sendo a empresa distribuidora uma empresa pública, o diferencial seria apropriado e redistribuído pelo Governo, de modo a não afectar a procura de GN.

Para além da citada, os países têm outras vias de obstar à incerteza que reina no mercado do petróleo; uma opção é o investimento em indústrias não ligadas ao petróleo, cuja rentabilidade esteja inversamente relacionada com o seu preço (como por exemplo, o sector automóvel); outra opção será o investimento em portfólios de activos financeiros nos mercados de capitais internacionais. É, porém, possível admitir que, mesmo que os países usem tais formas de cobertura de riscos futuros, um dos países não conseguirá cobrir completamente o risco (as imperfeições de mercado são as grandes responsáveis).

A postura microeconómica diferencia-se, porém, da visão agregada. O rendimento do país importador será tanto menor quanto maior o preço do petróleo. Contudo, o preço do petróleo mais elevado significa também uma procura de gás acrescida e, logo, um maior lucro para a empresa distribuidora de gás. Contrariamente ao país, uma empresa de distribuição aversa ao risco não tem qualquer incentivo em se proteger da subida dos preços do petróleo. Na origem da actual indexação do preço do gás poderão ainda estar subjacentes, não os interesses do país, mas interesses e preferências de alguns burocratas fortemente envolvidos no processo de negociação ou de políticos que determinam a estrutura da fórmula que serve de base ao preço do gás. Mais uma vez, se revela a permanente interacção dos factores económicos na esfera política e vice-versa: às ferramentas micro tradicionais teremos sempre de associar os factores que emanam da área política [STIGLER 66]. No mercado do gás, tal é particularmente verdade.

2.5 O portfólio de contratos e a influência da infraestrutura

A economia dos recursos não renováveis aborda em larga medida a extracção e comercialização dos recursos naturais em mercados *spot*, mais ou menos imperfeitos. É o caso do petróleo. Contudo, para outros tipos de recursos naturais, como o GN e alguns metais, não existem mercados *spot* bem delimitados. Em seu lugar estabelecem-se contratos de longo prazo entre o comprador e o detentor dos recursos, especificando aqueles a esperada evolução do preço e a quantidade a transaccionar por unidade de tempo, igual, por suposição, à taxa de produção ou extracção. Associada a cada transacção de gás está a seguinte informação: gasoduto, produtor, data, localização, duração do contrato, cláusulas de ajustamento do preço, preço inicial e volume. Um problema fundamental é que tais dados, requeridos para a plena caracterização dos contratos, raramente são públicos.

Para a maioria dos mercados onde se transaccionam recursos naturais não existe a relação bilateral ao nível do produtor, uma vez que produtores e compradores não estão ligados por capital imóvel. Nos mercados de gás, o custo de localizar fornecedores ou compradores alternativos é muitas vezes proibitivo. O próprio gasoduto é uma forma de capital específico: uma vez que opera melhor (e a sua rentabilidade é tanto maior) quanto mais perto estiver da plena capacidade, um contrato de longo prazo que garanta a oferta é de todo o interesse, quer para o distribuidor, quer para o comprador, uma vez que o custo de transporte total será disseminado por mais unidades de combustível. O papel dos contratos é precisamente garantir ao produtor uma certa taxa de utilização dos equipamentos de transporte e distribuição.

A diversificação do risco pelos agentes leva frequentemente à celebração de contratos simultâneos para a utilização do gasoduto. O contrato é caracterizado, como vimos, pelo fornecimento de uma quantidade máxima de gás, que poderá exigir do produtor/distribuidor um acréscimo da capacidade de produção instalada. No caso de esta se vir a revelar excedentária, o excesso de gás produzido será transaccionado no mercado *spot*. As empresas de distribuição não devem, pois, cobrir a totalidade da procura por meio de contratos de longo prazo. De entre o conjunto de contratos de curto e longo prazo disponíveis no mercado, a questão é saber qual o portfólio óptimo dos mesmos.

Os contratos de longo prazo envolvem obrigações contratuais muito rigorosas e esquemas de preços muito complexos; mais recentemente tem-se procurado proceder a rearranjos contratuais, a revisões de preços mais frequentes e aumentar a flexibilidade, donde a crescente importância que se vem atribuindo às negociações de curto prazo e à progressiva eliminação dos acordos de longo prazo (institucionalizados da renegociação de preços). O sistema

contratual de longo prazo foi, finalmente, ultrapassado na América do Norte¹⁷ e um mercado *spot* começa agora a germinar. No ainda embrionário mercado *spot* desenrolam-se transacções de curto prazo entre fornecedores e consumidores, quer directamente, quer através de câmaras de compensação. O impacto directo dos contratos de curto prazo no desenvolvimento do mercado americano é ainda imperceptível, pelo que não é de excluir um futuro retorno do esquema contratual a prazo: os contratos de longo prazo permanecem como uma característica importante do GN, em paralelo com a infraestrutura que requer.

O transporte de gás, por depender bastante da infraestrutura e da atitude de empresas de distribuição estrategicamente localizadas, é uma actividade ainda muito arriscada. Como tal, as empresas envolvidas continuarão a insistir na prioridade dos compromissos de longo prazo, sempre que sejam requeridos adicionais investimentos em capital imóvel. Os contratos de longo prazo permanecerão relevantes, qualquer que seja a importância futura dos acordos *spot* (cf. **Quadro II**, Anexo II).

2.6 Estruturas contratuais na Europa: Continente *versus* Reino Unido

Na Europa, os contratos gasistas assumem características distintas consoante são estabelecidos entre agentes da Europa Continental ou do Reino Unido.

No Continente são estabelecidos contratos de longo prazo entre produtores (exportadores) e empresas de distribuição ou mecanismos integrados de transporte e distribuição. A amortização dos investimentos de longo prazo exige que sejam pré-definidas condições *take or pay*: o comprador (distribuidor) é obrigado a pagar os volumes de gás contratados, quer os consuma, quer não. Os distribuidores, contudo, não conseguem obter dos seus clientes um compromisso de longo prazo relativamente à aquisição dos volumes de gás que são obrigados a pagar aos produtores. Como tal, a esperança reside na confiança da atractividade comercial futura do gás e no vasto leque de clientes cativos (ex: residenciais), sem condições para recorrer a outro combustível.

Esta estrutura contratual foi o móbil de volumosos investimentos na construção de instalações ou de infraestruturas de transporte e distribuição. Na determinação dos preços, as fórmulas de indexação integravam apenas parcialmente dados relativos a combustíveis concorrentes, ficando sujeitas a revisão periódica. Muitas continham um forte elemento de inflação e outros indicadores não directamente relacionados com combustíveis.

¹⁷ O mercado norte americano é muito propenso a testes dado o reduzido número de compradores (detentores dos gasodutos) e vendedores (produtores) em cada mercado e também pelos vastos requisitos em capital exigidos pelas partes contratantes no início de cada contrato.

Nos anos 80, procedeu-se a uma profunda alteração nas relações contratuais, com vista a buscar uma maior flexibilidade e a passar parte do risco para o produtor. Com os preços da energia a variarem rápida e radicalmente, a única saída credível para os importadores era encontrar mecanismos de resposta eficazes para fazer face às variações dos preços dos combustíveis alternativos. No entanto, o fracasso nos preços e condições de entrega provocou uma quebra na procura: os consumidores reduziram as quantidades contratadas e os níveis das cláusulas *take or pay*; simultaneamente, os ajustamentos nos preços tornaram-se mais frequentes e os períodos de referência para indexação mais curtos. Ultimamente os produtores têm preferido comercializar as reservas a mais breve trecho, ao invés de estabelecerem contratos de esgotamento de reservas a longo prazo. Embora ainda estejamos bem longe do mercado *spot*, a indústria de gás internacional reconhece que estamos a assistir a um reformular dos métodos contratuais dos anos 70.

Com a descoberta do jazigo de *Troll* os contratos passaram a adquirir uma natureza estritamente comercial, sem qualquer índice expresso de política ou segurança. Estabeleceram-se, então, três princípios contratuais: o *netback pricing*, a flexibilidade e a renegociação periódica. Vejamos o caso da Noruega. Este país é, na Europa Ocidental, o que apresenta maior dotação de reservas de gás: as reservas provadas equivalem a 14 vezes o consumo anual de todo o mercado gasista da Europa Ocidental. Dispõe, pois, de uma real oportunidade para se lançar numa produção crescente e sustentada. Pretendendo reforçar a sua posição como exportador de gás, terá de proceder ao reforço das actuais capacidades de transporte e incrementar a flexibilidade no que toca aos volumes contratados, fontes de abastecimento e pontos de entrega. Acima de tudo, a Noruega terá de proceder a uma alteração de estratégia: de uma estratégia orientada para a produção para uma estratégia orientada para o mercado, buscando mais e maiores oportunidades, com contratos mais elaborados e esquemas de preços baseados no mercado.

A negociação norueguesa assumiu, ao longo do tempo, três formas. As diferentes fases da contratação tomaram os nomes de contratos de primeira, segunda e terceira geração. Os primeiros eram contratos de esgotamento de jazigos, incluíam cláusulas *take or pay* e era ao produtor que cabiam os investimentos nos jazigos e nas redes de transporte. Os contratos de segunda geração foram característicos do período turbulento do desenvolvimento do mercado do gás: os contratos continuavam a ser de esgotamento (é o único elemento comum), mas os acordos passaram a ser individuais, com condições orientadas para a produção; os preços subiram e foi incluído um novo elemento de indexação do preço (o preço do gás ficou muito ligado ao do petróleo); a possibilidade de renegociação do preço era limitada; a infraestrutura criada restringia a capacidade física da flexibilidade da oferta, mas buscava-se a diversificação e

segurança do abastecimento, como meio de compensar a produção endógena decrescente. Os contratos de terceira geração não foram limitados pela disponibilidade de reservas, tornando-se viável o desenvolvimento da infraestrutura do Mar do Norte; o jazigo de *Troll* permitia um regime contratual mais estável e a mais longo prazo, procurando satisfazer as necessidades de modo flexível: garantia ofertas, volumes suficientemente grandes para garantir a segurança no abastecimento e facultava uma certa flexibilidade de longo prazo; o preço passou a tomar como referência o valor do GN no utilizador, em concorrência com outras fontes de energia.

A Noruega tem uma longa tradição de negociações, quer com o continente, quer com o Reino Unido. Qualquer desenvolvimento do jazigo de *Troll* exigirá uma avaliação prévia da procura britânica no futuro: se o seu sistema gasista permanecerá ou não isolado da rede continental é uma importante questão para o futuro desenvolvimento do mercado europeu - o modo como o Reino Unido vier a lidar com uma eventual escassez de recursos é muito importante para a Noruega. Este país poderá retirar partido da sua localização geográfica (como ponte entre Reino Unido e o continente) para afectar eficientemente a quantidade total de reservas de acordo com a procura nos diferentes cenários. Tal processo de reafecção introduziria certamente flexibilidade adicional e exigiria alterações institucionais num mercado dominado por acordos bilaterais de longo prazo.

Os benefícios económicos advindos da ligação do Reino Unido ao continente, em paralelo com a relutância britânica em estabelecer tal conexão, poderiam atribuir à Noruega um importante papel na organização institucional do sistema de gás europeu. Para que a Noruega se torne um actor de relevo na comunidade gasista tem de garantir que o preço se venha a adaptar às alterações no ambiente de mercado. O grande desafio consiste em conseguir estabelecer um mecanismo contratual credível, que possa reflectir a interdependência de longo prazo entre as partes. Há que procurar a distribuição óptima dos lucros, custos e recompensas entre vendedor e comprador: a estrutura do acordo deverá ser de tal modo flexível que possa facultar o ajustamento a futuras realidades, actualmente imprevisíveis.

Por seu turno, no Reino Unido, a estrutura dos contratos manteve-se praticamente inalterada nos últimos 25 anos. Comparativamente ao Continente, o ajustamento dos preços a condições de mercado permanece relativamente lento (os contratos não incluem, por exemplo, cláusulas de reabertura ou renegociação). Os preços integram um elemento de custo de produção e a taxa de remuneração do capital e a negociação dos mesmos é o produto de uma série de factores: custos de produção, valor de mercado esperado, percepções da procura e oferta, taxas de remuneração esperada e preços de outros contratos concluídos na mesma data. As cláusulas de indexação resultam da conjugação do preço esperado do combustível e das

expectativas relativamente à taxa de inflação. Integram, portanto, muitos elementos não directamente relacionados com combustíveis (diferenciando-se, assim, do conceito de *netback* continental), muito embora a descida dos preços do petróleo em 1986 tenha provocado uma reorientação da política, agora mais atenta às variações de preço do petróleo.

Os contratos estabelecidos entre a *British Gas* e os produtores da *United Kingdom Continental Shelf* (UKCS) são basicamente contratos de esgotamento de reservas, onde o consumidor adquire a totalidade do gás descoberto no jazigo, pagando inclusivamente a totalidade dos custos. Em 1990 surgiram neste país novas variedades de contratos:

- contratos de oferta tradicional (envolvendo mais de 80% das reservas);
- contratos de compra parcial (pequena percentagem das reservas totais);
- contratos nomeados pelo vendedor (onde o vendedor define o volume de vendas em determinado período);
- contratos de oferta de ponta;
- contratos *spot*.

A diversificação das modalidades contratuais revelou um certo empenho na viragem para o mercado, reflexo evidente de um mercado crescentemente contratual *spot*. Contudo, os contratos apresentam algumas características constantes:

- o preço base do gás
- a taxa de crescimento anual do preço base
- a quantidade mínima diária e anual
- a quantidade máxima diária e anual
- cláusulas de ponta
- custo associado à flexibilidade de ponta.

Um ponto comum a retirar da análise das negociações contratuais à escala europeia é que todas elas permanecem envoltas em segredo, de tal modo que se torna muito difícil ir mais além da simples descrição dos princípios subjacentes.

Ademais, os contratos gasistas têm-se tornado cada vez mais flexíveis e tendem a ser renegociados periodicamente, muito embora no Reino Unido esta tendência não seja muito evidente.

3. O Papel do Poder Regulador

3.1 O Estado na organização do sector

O primeiro grande factor que ressalta de uma abordagem mais atenta do mercado do gás é a diversidade de situações que esta indústria deixa transparecer. A propriedade das empresas e a organização do sector variam de país para país: em França, a entidade detentora do capital é o Estado; em Espanha e na Holanda, é também o Estado que detém a maior parte das participações das empresas gasistas; na Bélgica, a *Distrigaz* tem a concessão exclusiva do transporte e distribuição de gás; na Alemanha, há um oligopólio de empresas privadas; e no Reino Unido a concorrência é aberta entre a *British Gas* e os produtores independentes.

Não obstante as divergências, há uma clara tendência para a promoção da privatização, da desregulamentação e da concorrência no mercado europeu. A abertura do capital à iniciativa privada é um passo determinante nesse sentido, mas está ainda muito longe da plena concorrência. A Comissão Europeia tem sido a principal promotora de tal política, visto que uma maior concorrência amplia o leque de escolhas que se apresentam ao consumidor e pressiona o nível de preços para baixo (à semelhança do que tem acontecido com outros sectores, como as telecomunicações). Tais tendências para a liberalização do mercado da energia por parte de alguns Estados-Membros revelam algum do potencial do Acesso de Terceiros à Rede (ATR), enquanto compromisso aceitável. A União Europeia parece, pois, caminhar no sentido da remoção dos monopólios energéticos e das restrições monopsonistas.

A indústria gasista tem sido, porém, lenta na adaptação ao novo ambiente. O desenvolvimento de vastos jazigos é um projecto de longo prazo e requer compromissos mútuos, da parte de compradores e vendedores: a própria natureza do projecto torna-o exclusivo e pouco sensível a pressões concorrenciais. O sector energético tem tendência para ser visto como um monopólio natural, dado o modo como se processa a produção e a distribuição e pelo facto de as indústrias energéticas serem tidas como áreas estratégicas de importância crítica nacional. Contudo, o Estado dispõe de algumas estratégias de intervenção governamental, como meio de minorar os custos associados ao monopólio:

- Política fiscal: muitas vezes emprega-se para minorar os efeitos sobre a repartição do rendimento, pela redução dos lucros dos monopolistas (mas sem efeito sobre a produção);
- Controlo de preços: é uma forma de restringir a inflação, mas também de restringir os preços em actividades concentradas;
- Propriedade/regulamentação pública dos monopólios;



- Regulação económica: os organismos responsáveis vão exercer uma supervisão sobre os preços, produção, entrada e saída de empresas; corresponde ao controlo do sector público sem que exista propriedade pública dos meios de produção;
- Política anti-trust: usada para limitar os abusos de posição em actividades concentradas. É um controlo passivo sobre o poder de mercado: são fixados limites ao comportamento das empresas, proibindo determinado tipo de práticas anti-concorrenciais.

Vejamos qual a situação concreta em alguns dos países comunitários:

Em França:

A tradição francesa prescreve um forte envolvimento do Estado nas áreas-chave da economia. A indústria gasista foi nacionalizada em 1946, com a excepção dos distribuidores de pequena escala. À medida que o GN era introduzido no país, a *Gaz de France* tomou a responsabilidade da rede de transporte (detém actualmente cerca de 87% da rede) e manteve sempre o monopólio na importação e exportação de gás. A *Gaz de France* tem ainda a obrigação legal de garantir a continuidade no abastecimento.

O estatuto da *Gaz de France* como empresa pública está a ser particularmente penoso para a gestão governamental, cujo objectivo é tornar o grupo num dos maiores operadores a nível mundial. Presentemente, a *Gaz de France* tem de obter a aprovação do Governo sempre que pretende fazer novos investimentos, assinar um novo contrato ou elevar os preços. O seu envolvimento no sistema de transporte internacional de gás é evidente, dada a sua participação em várias empresas detentoras de gasodutos transeuropeus, mas existem países onde a sua presença como parceiro, enquanto empresa pública, se torna indesejável.

A *Elf*, empresa gasista e petrolífera, privatizada em 1994, quer transportar e vender directamente aos consumidores o gás que produz, em lugar de ser forçada a vendê-lo à *Gaz de France*; a indústria química, por seu turno, quer importar directamente dos produtores.

O Governo francês tem tomado consciência que uma efectiva união económica na Europa, o pleno aproveitamento da abertura dos mercados na ex-URSS e países satélites e a tendência mundial para a privatização requerem alterações profundas na estrutura energética do país, onde a cedência de espaço acrescido à participação privada é fundamental. A Comissão Europeia tem feito pressão no sentido de obrigar a França a terminar com os monopólios de importação e exportação; neste sentido, com uma recente recomendação do Governo passou a ser possível a importação directa por empresas que usem o GN como matéria-prima (por exemplo, produtores de fertilizantes). Recentemente, algumas pressões pró-liberais têm-se revelado.

Os responsáveis pelas empresas gasistas francesas e norueguesas estão na fase terminal das negociações que poderão fazer com que a França venha a pagar o mais elevado preço por uma parte considerável da sua oferta de gás. O Governo francês tem estado fortemente envolvido

nos acordos de oferta de gás norueguês, desde o início das negociações do jazigo de *Troll* pelo consórcio europeu. Um factor que poderia amenizar a preocupação do Governo francês em relação ao preço seria precisamente uma decisão norueguesa no sentido de construir um gasoduto directamente para França, o que significaria uma redução substancial nos custos de transporte. A recente descida nos preços do gás em França reforçou já a vantagem dos industriais franceses em relação à média comunitária.

Na Holanda:

Durante anos, o sector energético holandês não esteve isento de problemas, em grande parte devido ao rigor do regime fiscal então em vigor. Ultimamente, porém, o optimismo voltou aos mercados da energia, com a redução da parcela do Estado na atribuição das licenças de produção. Neste país, a *Gasunie* é responsável pela compra, transporte e venda de gás, na Holanda e no estrangeiro. Existem algumas empresas de distribuição local de gás, mas apenas 5% destas são privadas: os distribuidores locais têm monopólios territoriais e não se debatem com a concorrência de outros distribuidores ou da própria *Gasunie*. Esta empresa não tem qualquer obrigação legal de fornecer um serviço de transporte: não tem o monopólio legal do transporte mas, na prática, é a única empresa de transporte.

Preocupações ambientais começam a integrar o planeamento energético. Surgiu ainda a hipótese de explorar uma área (*Waddenzee*), parte do património ambiental holandês, até aqui intacta, mas imensamente rica em recursos gasistas e que tem constituído o foco da controvérsia entre a indústria gasista e os ambientalistas, com o Estado holandês a servir de "árbitro".

Na Bélgica:

A *Distrigaz* tem procurado promover a sua posição como empresa de transporte a nível europeu. Muito embora não seja um grande produtor, a sua importância no mercado tem aumentado de forma sustentada desde 1967, em particular quando passou a transportar gás norueguês. O papel da *Distrigaz* inclui a importação, o transporte a alta pressão, armazenamento e a venda a empresas distribuidoras e aos grandes utilizadores industriais e produtores de energia. O Governo belga tem concedido à *Distrigaz* o direito exclusivo de importação, transporte via gasoduto e armazenamento de GN no país, muito embora o capital da empresa seja detido conjuntamente e em parcelas iguais pelos sectores público e privado. A estrutura da indústria do gás é supervisionada por um comité de controlo¹⁸, cujo papel consiste na supervisão dos custos praticados, garantindo simultaneamente que as actividades dos sectores do gás e da electricidade sirvam o interesse público.

A aposta parece ser, portanto, no negócio do trânsito do gás; o papel da Bélgica será ainda mais relevante com a eventual ligação ao Reino Unido. A disponibilidade acrescida do gás europeu

¹⁸ Constitui um dos exemplos práticos do ponto "Entidades Reguladoras".

tende a pressionar os preços britânicos para a baixa, mas serão as forças de mercado a determinar o sentido dos fluxos gasistas. O *Interconnector* exigirá um esforço de investimento na Bélgica, nomeadamente na ligação directa à rede germânica e no acesso à rede dos países do leste europeu, e determinará o carácter do mercado gasista britânico. De *Bacton* a *Zeebrugge* na Bélgica, este gasoduto ligará o Reino Unido a quase 180 000 km de rede de transporte de gás. Inicialmente é de prever que o gás venha a fluir do Reino Unido para o Continente, mas os compressores serão delineados de modo a operar nos dois sentidos.

O negócio interno, por seu turno, parece também prometedoro. A procura interna em 1995 superou já a oferta o que, em paralelo com inesperados problemas políticos na Argélia, obrigou à assinatura de uma série de contratos com terceiros produtores. Estas transacções de curto prazo fazem a ponte para novos contratos de longo prazo do final do século e reforçam a segurança no abastecimento via diversificação de fontes. Os fluxos de trânsito facultam a expansão da própria infraestrutura, o reforço das conexões com a rede europeia, o acesso a novas fontes de abastecimento e cooperação com outras empresas europeias, gerando economias de escala num mercado relativamente pequeno. A privatização na Bélgica não é um sinal evidente da opção belga por um sector energético mais liberalizado. Contudo, o apoio do Governo belga ao planeado *Interconnector* é certamente um indicador do seu interesse numa estrutura da indústria gasista mais competitiva.

Em Espanha:

Em 1993, a Espanha optou por uma indústria gasista mais integrada, com a compra da *Enagas* (a empresa nacional de distribuição) pela *Gas Natural* (a grande distribuidora nacional, controlada pelo Governo). Com a fusão da *Enagas* com a *Gas Natural* foi criada a maior rede de gás da Espanha e a terceira maior empresa gasista da Europa (a seguir à *British Gas* e *Gaz de France*). A nova empresa verticalmente integrada está agora capacitada para competir num mercado pan-europeu. A *Enagas* era totalmente detida pela holding do mercado energético; operava a nível da rede de gás nacional, fornecia os grandes consumidores industriais, nomeadamente os produtores de energia, e estava agora envolvida na construção de novos gasodutos, em especial o que liga Magreb à Europa; a *Gas Natural* estava envolvida na distribuição regional. Muito embora a *Enagas* fosse bastante maior que a *Gas Natural*, a compra de 90% daquela empresa por esta última foi possível com o apoio do Estado, com a criação das condições para a suavização do esforço financeiro: o projecto do gasoduto do Magreb foi atribuído a uma empresa independente (*Sagane*) e definiu o preço do gás a pagar pelas empresas de electricidade (é em Espanha que a média dos preços do gás é mais baixa).

O Grupo *Gas Natural* debate-se actualmente com um intenso programa de criação de infraestruturas, nomeadamente com o início do abastecimento às zonas menos desenvolvidas, tais como a Estremadura e a Galiza, ambas na fronteira com Portugal, e o novo gasoduto que ligará Cordoba a Campo Maior. Existem ainda seis novos empreendimentos: o gasoduto que

liga Tarifa a Cordoba, a ligação Cordoba-Jaen-Granada, a expansão a Huelva, o círculo de gasodutos em torno de Madrid, a ligação de Valença a Alicante, a distribuição de gás à Galiza, o armazenamento subterrâneo em Serralbo-6 e alguns projectos de distribuição locais.

Quanto às relações com a Argélia, os responsáveis insistem em garantir que o projecto não está ameaçado. A dependência em relação a este país é já importante em termos de GNL; o segundo grande abastecedor é a Líbia. Como parte do plano de diversificação, a *Enagas* assinou também um contrato de fornecimento de gás oriundo do jazigo norueguês de *Troll*.

Na Alemanha:

A indústria gasista alemã é complexa e compreende mais de 500 empresas comerciais independentes. O tipo de organização varia, de organizações públicas a empresas privadas, mas o posicionamento político é o da não intervenção e não concessão de direitos de monopólio, de acordo com os princípios da economia de mercado. As entidades gasistas são, pois, livres de importar e exportar gás e de construir gasodutos, desde que aprovados pelas entidades oficiais.

O papel do Governo ficou definido no *Energy Act* e no *Anti Trust Act*. O primeiro regulamenta a supervisão da oferta de gás e electricidade e obriga as empresas energéticas a publicar informação sobre a sua actividade. O seu principal objectivo é a garantia de seguras (e a preços razoáveis) fontes de abastecimento. Não obstante, os preços médios praticados são os mais elevados da União Europeia. Também no tocante aos investimentos, a supervisão e a influência exercida pelo Estado deverá ser limitada. O *Anti Trust Act* procurou promover a *gas to gas competition* mediante acordos privados, para o que se procedeu à privatização de empresas públicas e se tentou aplicar gradualmente o sistema legal em vigor na Alemanha do ocidente ao mercado do leste alemão.

A Alemanha tem sido palco único da *pipeline-to-pipeline competition* na Europa. A *Ruhrgas* e a *Wintershall*, com sistemas de distribuição quase paralelos, têm-se empenhado numa verdadeira guerra económica para a conquista do mercado germânico. Num mercado energético em expansão, o factor mais relevante que caracterizou o mercado nos últimos tempos foi o acordo alcançado entre a *Wintershall* e a *Ruhrgas* para o desenvolvimento do novo gasoduto que liga a Península de Yamal, na Sibéria, à Europa Ocidental. Uma área de contencioso entre as duas empresas tem sido, porém, o ATR. A *Wingas* está empenhada em conseguir a projectada ligação que trará o gás russo para a região de Berlim.

O Governo pretende introduzir uma nova lei que liberaliza os mercados do gás e da electricidade, terminando assim com quatro décadas de cómoda cooperação entre as empresas nacionais e regionais do sector do gás e da electricidade. Até aqui, as empresas operavam estritamente no seu domínio tradicional - a concorrência era "tabu". O sistema regulamentar do país tem favorecido uma abordagem fragmentada do mercado energético; este é

especificamente excluído de leis destinadas a evitar práticas anti-competitivas, pelo que as empresas operavam estritamente na sua área de mercado tradicional.

Os investidores estrangeiros juntaram-se agora aos consumidores e à Comissão Europeia no sentido de pressionarem o Governo para que este altere o regime energético. A nova legislação vai desregulamentar o mercado, mais do que liberalizá-lo, ao eliminar os controlos à indústria. As concessões municipais, um dos fundamentos do actual sistema, permanecerão intactas. O ATR não será, porém, totalmente garantido: o acesso por terceiros às redes energéticas (gasodutos e redes eléctricas) vai ser regulamentado e facilitado, mas não será ainda completamente livre.

As empresas antecipam já um ambiente em mudança. Duas das maiores empresas, a *EVS* e a *Badenwerke*, anunciaram já planos da fusão e pretendem absorver empresas locais e operadores regionais mais pequenos, com vista a criar um conglomerado nacional.

No Reino Unido:

A concorrência nos mercados gasistas tem sido introduzida gradualmente, a partir da privatização da *British Gas*, em 1986. Anteriormente (1982), havia já sido introduzido o princípio do acesso ao sistema de gasodutos - passou a ser crescente o volume de gás, não propriedade da *British Gas*, a fluir pelos gasodutos de sua pertença.

O Governo tem procedido a um ambicioso plano com vista a tornar o mercado doméstico altamente competitivo. Actualmente existem já cerca de 40 empresas a competir directamente com a *British Gas* nos quatro principais sectores do mercado gasista, o que obrigou a uma descida na quota de mercado daquela empresa. O Reino Unido é a prova real de que é muito difícil criar um ambiente competitivo, de longo prazo, numa indústria caracterizada por uma estrutura de gás monopolista, privada e verticalmente integrada. Nove anos após a privatização, subsiste ainda um elevado grau de incerteza na indústria. Por exemplo, à *British Gas*, enquanto fornecedor público, continuam a ser atribuídos mais poderes do que a quaisquer outros fornecedores no tocante à construção de gasodutos.

A teórica hipótese de o Reino Unido vir a exportar gás para o continente esbarra com duas indefinições: 1) a Europa necessitará, de facto, do gás britânico? 2) eventualmente, a consideração de uma procura acrescida de gás terá já induzido os países europeus à assinatura de contratos de abastecimento com outros fornecedores tradicionais. É certo que há um mercado potencial na Europa de Leste, mas o gás britânico carecerá de redes de transporte para lhe fazer face; ademais, tal procura deverá continuar a ser satisfeita por importações provenientes da Rússia. Contudo, o interesse destes países na diversificação das suas importações poderá levá-los a recorrer ao Reino Unido. Um outro factor decisivo na determinação dos fluxos será o preço do gás britânico.

Duas circunstâncias poderão tornar o gás competitivo: o excedente de gás no Reino Unido e a multiplicação dos operadores concorrentes com a *British Gas*; a possibilidade de aceder directamente aos consumidores finais europeus, uma vez em vigor o ATR. Dois obstáculos

poderão, porém, ensombrar o sucesso do *Interconnector*. 1) o seu prolongamento para além de *Zeebrugge*; até à data não há qualquer projecto nesse sentido - conseguirão construir um gasoduto atempadamente? 2) a dificuldade do Reino Unido em propôr contratos de exportação de longo prazo. Por todas estas razões, é provável que o *Interconnector* não esteja apto para utilizar a sua plena capacidade para exportação. No entanto, a sua concepção, ao permitir importar gás, poderá favorecer o intercâmbio *spot* do gás na Europa, uma vez liberalizado o mercado europeu.

Em Itália:

Este país foi o primeiro país ocidental a oferecer GN em larga escala e como fonte energética. A *SNAM* é responsável pelo fornecimento, transporte e venda, no mercado italiano, do gás produzido em Itália e no estrangeiro. Detém a maior parte da rede de gasodutos, donde lhe advém a sua forte posição negocial em relação a produtores internos. O monopólio natural de que beneficia no transporte e distribuição grossista de gás faculta-lhe o controlo de quase 98% das vendas à indústria e às empresas de distribuição. A *SNAM* faz entregas à indústria, a centrais produtoras de energia, a empresas do sector químico e a quase todas as empresas de distribuição municipal. Na Itália, a tendência é inversa, com novas subidas de preços a reforçarem os seus elevados níveis face à média comunitária.

Na Grécia:

O foco de interesse da Grécia reside na promoção das redes transeuropeias, incluindo infraestruturas energéticas e de transporte, quer através da ligação das redes nacionais, quer pela extensão dos actuais sistemas que cruzam as fronteiras, quer mesmo do desenvolvimento de redes em regiões isoladas. Enquanto não se consegue o financiamento directo dos projectos, a Comissão financia os custos relacionados (tais como estudos de viabilidade) e concede empréstimos a taxa de juro bonificada do Banco Europeu de Investimento.

A Grécia, não tendo qualquer fronteira terrestre com outro Estado-Membro da CE, tem procurado completar a ligação até à Bulgária, o que lhe facultará o abastecimento em gás russo. Em paralelo, um terminal de GNL para abastecer a região de Atenas é também um dos projectos aprovados pela Comissão, à semelhança de outras ligações, como Irlanda - Escócia, Reino Unido - Bélgica e Espanha - Portugal.

Como podemos constatar, a diversidade regulamentar nos vários países concerne à natureza jurídica das sociedades gasistas, ao papel do Estado, à estrutura e grau de integração da indústria e ao quadro regulamentar em que se desenrola. A variedade de mecanismos institucionais, legais e regulamentares é um reflexo da própria história das indústrias gasistas, das influências políticas e das tradições comerciais e legais. Muitos destes factores estão em mutação, quer ao nível nacional, quer supranacional. Tal diversidade não tem, porém,

constituído um obstáculo ao desenvolvimento do mercado, muito embora os Estados devessem promover um quadro regulamentar estável que favorecesse as decisões de longo prazo.

3.2 O Estado na negociação dos contratos

Os contratos gasistas internacionais são muito importantes, não apenas para as empresas envolvidas, como também para os Governos dos países importadores e exportadores, dados os longos períodos temporais e os meios financeiros envolvidos (um contrato de exportação de gás pode juntar um comprador e um vendedor durante 20-30 anos!). O contrato gasista, que deverá estar assinado antes da implementação do projecto, tem influência decisiva no sucesso ou fracasso económico de todo o processo: o contrato deverá ser estável, "razoavelmente justo" e equitativo para as partes envolvidas. Para o país produtor, as exportações de gás são importantes pelas receitas fiscais que geram e pelo efeito que produzem na balança comercial. No país importador, são as questões de segurança no abastecimento o mais forte ponderador, muito embora os efeitos dos movimentos financeiros gerados pelo comércio de gás sobre a Balança de Pagamentos sejam também um forte argumento (é de evitar qualquer repercussão negativa no equilíbrio macroeconómico).

Vejamos dois casos distintos no que toca ao envolvimento do Estado nas questões gasistas de âmbito internacional:

- Na América do Norte, o Canadá é um dos maiores exportadores de gás e os EUA são o seu principal cliente. Contudo, o fluxo gasista não é livre. As exportações do Canadá necessitam da aprovação do *National Energy Board*: existe um extenso conjunto de critérios que a proposta de exportação tem de verificar para que seja aprovada; por exemplo, o preço de exportação tem de ser estabelecido de modo a cobrir todos os custos, o contrato tem de ser renegociável, para que possa reflectir alterações das condições de mercado, e tem de ser dada a garantia de que os volumes contratados serão de facto entregues. Nos EUA, a *Economic Regulatory Administration* (ERA) deverá autorizar a importação do gás, para o que existe também um conjunto de critérios que esta terá de satisfazer: o gás importado terá de o ser a um preço que faculte a concorrência com outras fontes de energia e o contrato deverá ser renegociável ao longo do período em que vigora; a ERA deverá ainda certificar-se da necessidade de gás que cede lugar à importação e verificar se a fonte é suficientemente segura, de modo a não pôr em causa os interesses do país. Para além da regulamentação das importações, os EUA controlam ainda, a nível interno, os preços no comércio entre estados. Temos, portanto, que inclusivé

numa economia de mercado como a norte americana, a indústria gasista é fortemente controlada e influenciada pelo Governo.

- Na Europa existem múltiplas evidências da intervenção governamental: os Governos da maioria dos países europeus assumem a responsabilidade pelo estabelecimento ou aprovação do nível e estrutura das tarifas aplicadas aos consumidores de gás. Subjacente a tal actuação estão objectivos de políticas anti-inflacionistas, a promoção de quotas de mercado para determinados combustíveis ou o controlo dos custos das indústrias sujeitas a concorrência externa. Em alguns países, as empresas estatais estão mesmo envolvidas na produção de GN e alguns Governos detêm adicionalmente o controlo directo da distribuição de gás - casos de França, Itália, Espanha, Áustria, Dinamarca e Irlanda. Na Holanda e na Bélgica interagem interesses públicos e privados em empresas que detêm o monopólio da compra e distribuição de gás.

A Noruega, em particular, é um caso interessante de análise. O negócio petrolífero é da responsabilidade dos actores comerciais. A política de *marketing* procura estar coerente com a propriedade das licenças, mas o Governo não intervém directamente nas negociações. Esta filosofia contratual existe também nos contratos gasistas. O Governo não abdica, porém, da avaliação prévia dos contratos; conjuntamente com o projecto, estes são submetidos ao Executivo: A não aprovação de um contrato é sinónimo da reprovação do próprio projecto (a aprovação por parte dos respectivos Governos costuma ser um dos pré-requisitos dos acordos comerciais). Na fase de negociação, o protagonismo passa para as empresas concessionárias. O Governo não intervém nas negociações directas, mas apenas revê os resultados, os quais terão de observar algumas condições previamente definidas; o Ministério desempenha ainda um papel de monitoria ao longo do período de vigência do contrato. O envolvimento indirecto do Estado nas questões do comércio do gás visa o garante de interesses nacionais mais vastos e não contradiz, porém, o princípio base de que os contratos devem ser negociados entre as próprias empresas envolvidas.

Na Europa, bem como nos EUA, o Governo tem de aprovar os termos das propostas contratuais de exportação e importação antes de estas se efectivarem. Tal supervisão foi crescente nos anos 70 e 80, envolvendo considerações relativas ao comércio externo, comércio de compensação (*countertrade*) e de política externa (em particular nos acordos com a ex-URSS e com a Argélia). Os casos apresentados revelam que nenhum Governo se poderá abster totalmente de tomar parte nos contratos gasistas que envolvem interesses nacionais. Pela sua relevância económica e pelo papel que desempenham no abastecimento energético da nação, tais contratos são muito importantes, quer para os países vendedores, quer para os compradores. Internamente, os contratos gasistas são importantes para as empresas, mas também para os Governos, como base tributável; paralelamente é muito importante o

acompanhamento da evolução do mercado do gás, para o que é fundamental o diálogo entre as autoridades e as companhias directamente envolvidas.

Para que o gás venha realmente a fluir poderá não ser suficiente a aprovação dos projectos pelos Governos envolvidos. O carácter transfronteiriço dos gasodutos implica o envolvimento de outras entidades ou Estados soberanos no trânsito do gás. Cada vez mais, o gás provém de fontes afastadas e de elevado custo, os itinerários de transporte serão mais longos e mais complexos, sendo cada vez mais numerosos os países por onde transita (por exemplo, o número de países que permeia o percurso do gás entre a Sibéria e a Alemanha duplicou nos últimos cinco anos). Questões como a prioridade no transporte, os planos de redes futuras, o acesso de terceiros à rede e a tarificação requerem um enquadramento fiscal e legislativo estável, eventualmente mediante a assinatura de Tratados de âmbito internacional.

Em paralelo, nos últimos anos, o comércio internacional de gás tem-se focado em alguns países específicos e tem-se desenrolado ao abrigo de organizações internacionais, o que leva a temer a cartelização e controlo do mercado, à semelhança do que tem acontecido com o petróleo. Neste contexto, é premente o debate em torno da dimensão e da relevância das importações europeias oriundas da ex-URSS e o potencial do jazigo de *Troll* na redução de tal dependência. Estes casos ilustram o modo como considerações de política externa podem integrar a negociação dos contratos e as correntes do comércio internacional de gás. Considerações políticas serão sempre preponderantes no relacionamento internacional.

3.3 O impacto das políticas energéticas na exploração e marketing do gás

Num mercado dominado por um número reduzido de agentes do lado da oferta, importa avaliar até que ponto, nestas circunstâncias, o poder de mercado tende a ser explorado. A questão é particularmente pertinente, uma vez que as políticas de exportação de todos os grandes fornecedores é directa ou indirectamente controlada pelos respectivos Governos (a Noruega afasta-se um pouco desta tendência, uma vez que as empresas negociam directamente). Ademais, em alguns países, parte do mercado da energia é reservada a alguns combustíveis ou é apoiada pelo Governo, dando lugar à monopolização do negócio da distribuição e à protecção destes mesmos monopólios: são monopólios no que toca à venda de gás aos consumidores finais e têm um considerável poder de monopsonio face aos produtores.

As decisões sobre a oferta são tomadas pelos Governos com horizontes temporais muito curtos, em comparação com a vida dos recursos. Os elevados lucros na produção de gás não são explicados por uma escassez de recursos, mas pelas rendas oligopolistas/monopolistas

que resultam da desigual repartição dos rendimentos gerados: as empresas de distribuição detêm um forte poder de mercado e exercem-no. Paralelamente, as pressões governamentais e as alterações institucionais que procuram inverter a degradação ambiental irão certamente ter repercussões no desenvolvimento dos mercados de GN, ao colocarem um ênfase crescente nas opções de curto prazo e nas medidas que influenciam a procura.

É, portanto, manifesta e importante a presença do poder público na área gasista.

Aos Governos nacionais tem sido sempre exigido um credível posicionamento económico e político - muitas vezes com sacrifícios em termos eleitorais - no que concerne às questões energéticas. Em termos legislativos, é forte o potencial para intervenção governativa, com vista a evitar constantes abusos de poder. Nomeadamente, em termos ambientais, a introdução de elevados padrões de emissão de gases tóxicos para a atmosfera e de severas medidas de aceitação pública tornará muito mais difícil a aprovação e construção de infraestruturas energéticas e de utilização de determinados tipos de combustíveis. O estudo do impacto das políticas governamentais no sector da energia revela a sua manifesta influência ou controlo que exercem nos contratos de venda de gás: definem a estrutura onde vão operar as empresas, estabelecem as regras do jogo e clarificam as possibilidades dos actores na indústria; podem ainda enunciar leis e regulamentação especial e definir as condições de exportação e importação que influenciam a negociação dos contratos.

Em síntese, a maioria das medidas de política energética têm, de facto, influência nos contratos de venda de gás, por via da estrutura que previamente definem e no seio da qual as empresas terão de operar. Porém, as negociações devem ser prioritariamente conduzidas pelas empresas comerciais; ao Governo caberá apenas a aprovação ou reprovação dos contratos. Futuramente, a postura das autoridades deverá continuar a ser a de acompanhamento dos contratos, no âmbito de uma política de *marketing*, mais ou menos influenciada por iniciativas e eventos políticos. A capacidade de um Governo para efectivar políticas energéticas é, porém, severamente afectada pelo desejo de alcançar simultaneamente vários objectivos, alguns potencialmente conflituantes. A eficiência, a segurança, a equidade, a qualidade ambiental e toda uma série de objectivos económicos e políticos paralelos (tais como o prestígio nacional, a salvaguarda dos interesses da elite política, o *superavit* da balança comercial, a redução da inflação, etc) são objectivos difíceis de compatibilizar.

3.4 O sistema de Acesso de Terceiros à Rede (ATR)

3.4.1 Filosofia do *common carrier*

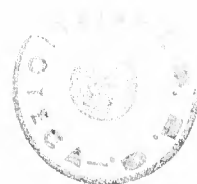
Um elemento fulcral num mercado crescentemente concorrencial é o *common carrier* e a sua regulamentação associada. As suas potencialidades, nomeadamente a promoção do livre trânsito e a segurança no abastecimento que proporciona (muito embora haja quem argumente que a segurança será menor...) são, em simultâneo, o âmago da problemática económica que gera. O Acesso de Terceiros à Rede (ATR) faculta a venda directa, por parte dos produtores, a grandes consumidores finais e a distribuidores, utilizando para tal os serviços das empresas de distribuição. Actualmente, na Europa (excepto no Reino Unido) os serviços de distribuição de gás, incluindo o custo do gás, são vendidos "em pacote" aos distribuidores e aos consumidores finais. *Bundling* (pacote) é uma prática de vendas em que se estabelece um preço global por um lote de bens e serviços diversificados. O ATR permitiria a separação entre a venda do gás e a prestação dos serviços associados, levando à separação precisa das actividades no seio de uma empresa integrada. *Unbundling* é a tendência actual no mercado do gás.

Um *common carrier* é, portanto, um sistema de transporte, obrigado por lei a prestar serviço a todas as partes interessadas, sem discriminação, até ao limite da sua capacidade. No caso de esta última ser insuficiente face ao grau de utilização requerido pelas partes interessadas, a afectação terá de ser feita por rateio: o volume transportado para cada entidade será atribuído na proporção do volume requerido. Os potenciais benefícios que o *common carrier* proporciona prendem-se com a redução dos custos fronteiriços e dos custos de produção da CE, com o esperado aumento da eficiência da indústria do gás e com os benefícios a nível macroeconómico, dado o incremento no comércio que proporciona.

A grande questão reside em saber se deverão os mercados de gás ser descompartimentados, ou seja, se será viável a cedência a terceiros da possibilidade de terem acesso à rede, mediante o pagamento de uma taxa de utilização. Tal sistema requer inevitavelmente a definição de um sistema legal, onde fiquem pré-definidos os deveres e obrigações das partes. A proposta da Comissão concemente ao trânsito do gás foi aprovada em 1991, não obstante os votos contra da Alemanha e da Holanda. Passo a transcrever no original o artigo 2, que lhe deu corpo:

"2.1 Every transaction for the transport of natural gas under the following conditions shall constitute transit of natural gas between grids, for the purpose of this Directive, without prejudice to any special agreements concluded between the Community and third parties:

a) transmission is carried out by the entity or entities responsible in each Member State for high pressure natural gas grids, with the exception of distribution grids, in a Member State territory which contribute to the efficient operation of European high pressure interconnections.



- b) the grid of origin or final destination is situated in the Community.
- c) the transport involves the crossing of at least one inter-Community frontier.

2.2 The high pressure natural gas transmission grids and the entities responsible for them in the Member States, which are listed in the Appendix, shall be covered by this Directive. This list shall be updated by the Commission, after consultation with the Member States concerned, whenever necessary within the context of this directive and in particular taking into account paragraph 1.a)."

As condições subjacentes ao trânsito do gás serão justas e não discriminatórias, mas não deverão perigar a segurança no abastecimento e a qualidade do serviço. De salientar, porém, que às empresas será dado o direito de aceder às redes de gasodutos de outras empresas, mas o mesmo privilégio não será concedido aos consumidores.

Até à data, a infraestrutura gasista na maioria dos países europeus tem propiciado a existência de um monopólio natural, detido e operado por uma única empresa distribuidora, simultaneamente detentora do gasoduto: esta adquiriria todo o gás disponível e oferecia-o directamente aos consumidores. O transporte e a distribuição de gás aos consumidores têm sido organizados como fenómenos de utilidade pública, pelo que os consumidores muitas vezes se têm debatido com uma única entidade abastecedora. Recentemente chegou-se à conclusão que, embora os sistemas de transporte sejam, em geral, monopólios naturais, a oferta de gás pode ser concorrencial, uma vez garantido o acesso geral ao sistema de gasodutos.

O ATR não deverá interferir, contudo, com as responsabilidades e obrigações contratuais da empresa distribuidora, enquanto fornecedor público: as partes interessadas em partilhar o sistema de distribuição deverão acordar previamente os termos do contrato. No que toca ao montante exacto das taxas a aplicar pela empresa detentora do gasoduto ao acesso a terceiros, estas dependerão dos requisitos precisos do utilizador; deverão cobrir uma proporção adequada dos custos de exploração, administrativos e de manutenção- reflectindo o grau de utilização do gasoduto - bem como uma parcela que corresponderá à taxa de juro do capital. A empresa detentora do gasoduto poderá prodecer à expansão da capacidade da rede, de modo a acomodar o gás distribuído por terceiros. Estes poderão também construir os seus próprios gasodutos. Deste modo, procurar-se-á assegurar que toda a procura "razoável" (i.e, economicamente viável) de gás seja satisfeita, que os fornecedores sejam capazes de financiar a provisão de serviços gasistas e que os interesses dos consumidores sejam protegidos.

3.4.2 Dinâmica de forças no mercado

Várias razões tornam atractiva, da parte dos produtores, a venda directa aos consumidores: as vendas de gás a utilizadores industriais passarão a envolver uma componente sazonal significativamente menor; mediante venda directa será ainda possível reduzir o prazo que torna um jazigo economicamente viável, ao mesmo tempo que estimula a investigação no ramo.

Um produtor de gás que abastece directamente o consumidor final procurará um *netback* suficientemente atractivo, comparando com o preço que obteria vendendo directamente à empresa distribuidora, para o compensar pelos riscos adicionais em que incorre ao vender a consumidores com requisitos mais incertos, horizontes temporais mais curtos, mais débeis situações financeiras e com maiores problemas de logística. Os consumidores, por seu turno, procurarão preços e termos contratuais suficientemente atractivos e que os compensem do mais baixo nível de segurança no abastecimento. As vantagens económicas, técnicas e ambientais do gás poderão ser cruciais para o sucesso do novo esquema contratual.

Os produtores reconhecem os benefícios reais da venda directa à empresa dominante: esta empresa está em condições de efectuar um contrato que abranja todo o período de vida do jazigo, com relativamente atractivas condições *take or pay* e longos períodos de gestação do investimento. Além disso, o seu portfólio de oferta é suficientemente vasto e flexível para fazer face à oscilação da procura e às preocupações relativas à segurança no abastecimento. Não obstante o seu poderio face a potenciais concorrentes, a empresa distribuidora dominante tem também algumas restrições na sua liberdade de acção, nomeadamente as que advêm da legislação que regulamenta o sector.

Para os produtores, a rentabilidade das vendas directas teria de ser suficiente para compensar os riscos adicionais envolvidos, em comparação com a venda de gás a uma única grande empresa distribuidora. Tais riscos incluem os relacionados com a venda a clientes mais pequenos e menos credíveis, bem como os relacionados com a possível reacção da empresa sob monopólio à concorrência num mercado até então exclusivamente seu. Dada a importância da minimização dos custos associados à entrada de um novo concorrente no mercado, os esquemas de armazenamento de gás tenderão a melhorar a atractividade económica dos pequenos jazigos, o que por sua vez, tenderá a estimular a concorrência.

A utilização por terceiros do sistema de distribuição e o inerente desenvolvimento da oferta de gás debate-se, contudo, com uma série de impedimentos, resultantes quer das características fundamentais da oferta (por exemplo, a escala mínima eficiente e o período de gestação do investimento), quer da posição dominante da empresa distribuidora. Emergem também alguns

problemas logísticos na oferta, como sejam variações da procura ao longo do dia e do ano ou a determinação da data exacta para início do abastecimento.

Algumas dificuldades adicionais subsistem ainda: 1) nos países onde coabitam no mercado simultaneamente produtores e distribuidores, será muito difícil à empresa distribuidora dominante aceitar que parte da produção seja retida pelo produtor para venda a terceiros - aquela empresa teria cada vez mais tendência para discriminar e utilizar informação interna para oferecer melhores condições a potenciais consumidores; 2) embora os jazigos *off-shore* sejam, em geral, explorados por *joint-ventures* formadas por um conjunto de produtores que procuram dispersar o risco, cada produtor vende separadamente a sua parcela de gás, mas os termos contratuais tendem a ser similares - se um dos produtores detectasse a possibilidade de vender directamente aos consumidores, poderia debater-se com a eventual relutância por parte dos restantes sócios; 3) a empresa distribuidora poderá ainda impôr restrições técnicas e logísticas, nomeadamente no que toca à composição do gás e ao seu poder calorífico.

Os argumentos contra o ATR sublinham que este tenderia a aumentar os riscos do abastecimento nos países dependentes de importações e reduziria os incentivos ao desenvolvimento de jazigos mais pequenos e marginais. Ademais, a fragmentação da procura poderia elevar os níveis dos preços (o caso do Reino Unido não é apontado como um bom exemplo para o Continente, uma vez que neste dominam as importações com origem em países fora da CE). Sob o ponto de vista das empresas, a segurança no abastecimento é melhor alcançada pelo presente sistema, os investimentos no transporte poderiam ser prejudicados pelo ATR e o sistema só teria a perder com uma regulamentação acrescida.

Um elemento adicional que contribuiria para a concorrência na oferta de gás seria o estabelecimento de uma ou mais empresas dedicadas ao marketing do gás. Nos EUA, por exemplo, tais empresas são muito activas na conciliação das necessidades e interesses de produtores e consumidores. A nível comunitário, de um lado, as associações de consumidores, as organizações de empresas de distribuição e outros *lobbies* industriais (por exemplo, a Cefic, associação de indústrias químicas) apoiam os esforços da Comissão para promover as opções de escolha por parte do produtor e do consumidor.

Opondo-se às propostas da Comissão temos: as empresas de distribuição nacional dos vários estados - a *Gaz de France*, *Snam* de Itália, *Dangas* da Dinamarca, *Enagas* de Espanha, *Gasunie* da Holanda, *Distrigaz* da Bélgica; produtores de gás verticalmente integrados (tais como a *Shell*, *Exxon* e *Mobil*) e empresas de distribuição suas associadas (por exemplo, a *Ruhrigas*); e algumas empresas de distribuição. Razão por que, até ao momento, a maioria dos Estados-

Membros (com a excepção do Reino Unido, da Irlanda e de Portugal) estarem relutantes em apoiar as propostas da Comissão.

Para que o ATR possa funcionar em pleno, é necessário que os Estados-Membros definam procedimentos de modo a que qualquer agente de mercado possa construir ou operacionalizar instalações para o transporte, armazenamento e distribuição de gás, sob a forma líquida ou gasosa. As empresas de distribuição deverão publicar regras técnicas que estabeleçam o *design* técnico e os requisitos operacionais para a conexão do sistema de armazenamento, transporte e distribuição.

Um outro factor controverso é a separação das actividades que envolvem as transacções gasistas (produção, transporte, armazenamento e distribuição), particularmente as empresas verticalmente integradas. Tarifas de transporte transparentes e baseadas nos custos reais ajudam a assegurar uma zona de mercado para todos os intervenientes no mercado que desejam utilizar determinada capacidade de transporte e armazenamento.

Na liberalização do acesso (*open access*) reside ainda uma última questão por resolver: os detentores das redes de transporte não têm manifestado qualquer desejo de se dedicarem exclusivamente a actividade de transporte. Na sua opinião, as obrigações subjacentes ao *common carrier* arruinariam a segurança e a estabilidade da oferta de gás na Europa Ocidental e minariam os existentes e futuros contratos de longo prazo, ao tornar inviáveis os acordos *take or pay*. Além disso, a possibilidade de terceiros terem acesso ao sistema minaria grande parte do incentivo das empresas detentoras dos gasodutos para investirem em novas infraestruturas (*a menos que a recompensa fosse significativa...*). O problema central concernante à liberalização do transporte de gás diz respeito aos contratos de longo prazo: estes têm condições *take or pay* que garantem aos seus promotores a segurança financeira necessária para investir em infraestruturas de transporte, sem as quais será difícil uma expansão do mercado.

Em conclusão:

O impacto inicial de um programa ATR nos mercados gasistas europeus poderá ser moderado. As actuais obrigações contratuais e o relativamente fraco poder de mercado da maioria dos distribuidores e consumidores industriais europeus deixa antever uma primeira aplicação restrita do ATR nos mercados dos grandes consumidores industriais e de distribuidores: estes terão de revelar atractivas combinações de preços e volumes para que consigam expulsar os produtores dos mercados tradicionais. A segurança no abastecimento permanece como uma questão crítica para todos os Estados-Membros. As poderosas empresas nacionais de transporte e as empresas de distribuição privadas e verticalmente integradas têm garantido um abastecimento e um mercado seguros, pelo que a divergência em relação a esta estrutura poderá tornar-se inaceitável para os Estados-Membros e para os principais agentes do mercado. O futuro do mercado ATR parece, pois, residir, antes de mais, no mercado europeu incremental, ou seja,

nos mercados que se venham a formar no futuro, enquanto se prepara o terreno para a participação nas transacções de compra e venda directas.

Os novos jazigos dos anos 90 poderão destinar-se à venda directa aos consumidores finais, na medida em que os produtores de gás se venham a aperceber das recompensas que tal sistema envolve, comparativamente à venda a uma única grande empresa distribuidora. Note-se, porém, que na base das reticências e dificuldades que muitos produtores têm revelado tem estado a falta de experiência neste sentido e a permanente dificuldade em equilibrar a oferta e a procura de energia e, em particular, de GN. Ademais, a concorrência na oferta de gás não surgirá porque alguns observadores ou analistas alertam para a sua praticabilidade ou potencial atractividade; a iniciativa provirá, antes e acima de tudo, dos produtores que disponham de jazigos comercialmente viáveis num futuro próximo. Se a concorrência se desenvolverá ou não, vai depender do seu julgamento no que respeita à percepção dos inerentes riscos e benefícios.

3.5 A privatização na indústria gasista

3.5.1 Efeitos sobre a concorrência e preços

O mercado europeu do gás está longe de ser competitivo. Para além da produção e distribuição do gás estar, em cada país (com excepção da Alemanha), sob controlo directo do Estado, existe paralelamente um consórcio europeu de consumidores que torna o mercado ainda mais cartelizado. A postura da empresa distribuidora é determinante. Na maioria dos casos está em situação de monopólio no mercado. Se serve interesses privados, procura maximizar o seu lucro; se é empresa pública, deverá zelar pelo interesse do consumidor e da colectividade.

Não é garantido que a regulação ou a propriedade pública assegure que as empresas sob a tutela do Estado operem de molde consistente com o bem-estar social. A politizada e vulnerável natureza da intervenção governamental (de acordo com o calendário eleitoral e/ou com a ideologia partidária) tem sido tomada como justificativa para os correntes programas de privatização. Ademais, a burocracia e as restrições impostas pela integração de uma economia no sistema capitalista internacional constituem duas limitações na eficácia da acção do poder público. Nas últimas décadas, tem-se assistido a uma tendência marcada para que, quer as empresas privadas, quer as empresas públicas, venham a actuar numa lógica interna e comercialmente orientada, onde a contribuição para o bem-estar social emerge como uma consideração secundária.



Os principais benefícios económicos proporcionados pela privatização relacionam-se com a concorrência acrescida que proporciona: a transferência da propriedade dos recursos deverá associar-se a medidas promotoras da concorrência, de modo a que esta se torne um factor preventivo da subida desmesurada de preços. A privatização transforma um monopólio público num monopólio privado sujeito a regulamentação. Não obstante, a forma exacta que a privatização assume é incerta: na hipótese mais optimista, haverá um esforço para incrementar a concorrência na indústria; realisticamente, a transferência tende a ser feita como um monopólio intacto.

A transição de um clube de grandes empresas para um mercado mais pluralista e competitivo poderá processar-se via privatização ou mediante o alargamento/aproximação a outros mercados consumidores. Por exemplo, no Reino Unido, onde o GN nunca havia sido utilizado para produção de electricidade em larga escala, a privatização da indústria eléctrica revelou um interesse acrescido pela utilização do GN para produção de electricidade, ampliando deste modo o mercado do lado da procura. Um ponto a analisar mais detalhadamente será o impacto da construção do gasoduto sob o Canal da Mancha e os efeitos da privatização da *British Gas*: será indubitavelmente um factor potenciador da concorrência. Na eventualidade de vir a ser construído o gasoduto no Canal, uma empresa privada e concorrencial teria certamente um impacto significativo na estrutura do mercado continental: mais concorrência, mais flexibilidade, talvez mercado *spot* e uma não desprezável redução da vulnerabilidade face a futuras rupturas no abastecimento.

A concorrência requer, antes de mais, transparência no mercado. Na determinação do preço, deverão combinar-se um mínimo de transparência e diálogo com um grau "normal" de confidencialidade (estatísticas secretas). A transparência no mercado inclui não apenas transparência na informação, mas também livre entrada e igual oportunidade de mercado, bem como transparência na formação dos preços. Não obstante o significativo progresso dos anos 80, os preços e acordos gasistas continuam a ser das transacções mais envoltas em segredo da Europa.

A experiência norte-americana:

O factor impulsionador da concorrência nos EUA foi, acima de tudo, o excesso de oferta que se fez sentir no início dos anos 80¹⁹. As indústrias gasistas dos EUA e do Canadá transformaram-se radicalmente no espaço de cinco anos, em resultado da sobreprodução de gás (*gas bubble*)

¹⁹ Mais uma vez se demonstra que o Estado se retira quando o factor ou facto em causa se torna abundante ou frequente, respectivamente. Isto é, sempre que surge "algo" de novo para a economia, o Estado procura regulamentar e intervir, talvez com o intuito de proteger os consumidores ou simplesmente pela imprecisão e indeterminação do fenómeno em causa no futuro; a partir do momento em que o facto(r) se vulgariza, o Estado procura deixar às livres forças do mercado boa parte da decisão sobre a sua afectação.

e do ambiente legislativo que favorecia a concorrência. Actualmente, cerca de dois terços do gás que flui em gasodutos de longa distância é transportado por terceiros; paralelamente, desenvolveu-se um mercado *spot*, onde actuam empresas independentes.

De entre os factores que potenciaram o *boom* gasista norte-americano salientem-se: a oferta de gás excedentária; a progressiva desregulamentação dos preços e a existência de inúmeros pequenos produtores; a pressão dos consumidores ansiosos por preços mais baixos e pouco preocupados com a segurança no abastecimento no longo prazo; o extenso sistema de gasodutos; uma vasta capacidade de armazenamento sazonal; o aumento de intermediários e agentes comerciais; e a preocupação das autoridades em minimizar o custo para os consumidores. Uma vigorosa concorrência na oferta e no marketing do gás teve, contudo, como pedra lapidar, a abertura a terceiros do sistema de transporte e distribuição.

Na Europa Continental:

A situação difere substancialmente da norte-americana. A produção de gás é dominada por um relativamente pequeno número de empresas ou consórcios controlados pelo Governo. As empresas de transporte e distribuição operam, na maioria dos casos, à escala nacional e estão comprometidas com contratos *take or pay* de longo prazo, onde é garantida a segurança no abastecimento a longo prazo.

A concorrência emergirá quando uma multiplicidade de fornecedores e consumidores puderem participar livremente num mercado eficiente. A inexistência de uma infraestrutura essencial, tal como um sistema de gasodutos interligados, tem sido tomada como um forte obstáculo à concorrência. No entanto, o recente desenrolar dos acontecimentos na América do Norte parece indicar que, com regulamentação adequada, a concorrência na oferta de gás poderá inclusivamente promover-se com a rede de gasodutos existente: o facto de a oferta exceder a procura é, em si mesmo, um factor potenciador da concorrência entre produtores.

No Reino Unido, o negócio do gás é dominado por acordos de longo prazo entre os produtores de gás e a empresa de transporte e distribuição. Os contratos abrangem o período de vida do jazigo (tipicamente 20 anos ou mais), o que garante uma cómoda situação financeira para o produtor, bem como a segurança no abastecimento para os consumidores.

À semelhança, também o mercado do petróleo, antes de 1973, era dominado por grandes empresas verticalmente integradas, que controlavam todo o processo, do produtor ao consumidor final. O comércio era muito restrito e o preço do petróleo uma construção fiscal, de cuja única evidência era o preço para o consumidor final. Actualmente, o mercado do ouro negro está fragmentado, o número de empresas aumentou substancialmente, existe um mercado *spot*, há mercados de futuros nos produtos petrolíferos e toda a estrutura de preços é bastante mais transparente. Outra resultante desta fragmentação é que, sendo as empresas regionais monopolistas locais, estas terão de ser regulamentadas. Será esta a provável

evolução do mercado do gás? Contudo, pelo que atrás fica exposto, podemos concluir que não serão certamente os anos 90 as primeiras testemunhas de um mercado europeu plenamente concorrencial.

3.5.2 Um caso: o Reino Unido

Por ser o primeiro país europeu a abrir à iniciativa privada um sector tradicionalmente sob tutela estatal, as potenciais ou efectivas consequências da privatização britânica nos mercados interno e do continente europeu serão os objectos privilegiados de análise: A privatização pró-competitiva da *British Gas* levaria certamente a comportamentos mais concorrenciais, no continente inclusivé. Idealmente, com a construção do *Interconnector*, a indústria de gás britânica, privatizada e competitiva, teria um impacto significativo na estrutura do mercado europeu.

Diferentemente da estrutura contratual no mercado dos produtos petrolíferos, também no mercado britânico o gás é vendido sob contratos de longo prazo entre o produtor e o distribuidor (neste caso, a *British Gas*). Muito embora existam bastantes produtores no Reino Unido, a oferta de gás é completamente controlada pela *British Gas*: até 1982, esta empresa detinha uma posição de monopólio na aquisição a produtores e na venda aos consumidores; depois de 1982, os distribuidores britânicos passaram a poder negociar directamente com os consumidores industriais, não obstante na maioria dos casos o distribuidor tenha de negociar com a *British Gas* para poder utilizar o gasoduto. O problema resultante da concorrência desleal no mercado interno poderá ser minimizado se existir uma ligação ao continente e se os produtores de gás puderem utilizar o Sistema de Distribuição Nacional para distribuir o gás, tendo então acesso a zonas fora da influência da *British Gas*.

A alternativa mais optimista é admitir que, com a privatização, o Governo promoverá a concorrência no mercado gasista do Reino Unido. Mas, até que ponto tal é possível?

No mercado britânico interagem alguns produtores (aproximadamente oito), nenhum deles dominando o mercado, e um grande comprador - a *British Gas* - que detém o monopólio efectivo na compra e consequente venda de gás. É do lado da procura, portanto, que se deverá incentivar a concorrência, fazendo com que os produtores tenham a oportunidade de oferecer gás a outros distribuidores europeus, que não a *British Gas*. O modelo de distribuição a adoptar é o *common carrier*, onde os diferentes sistemas serão propriedade de empresas privadas e será criada uma empresa independente para definir as taxas a aplicar pela utilização do gasoduto comum. Tais medidas terão um impacto pouco significativo nos consumidores finais, que continuarão a não ter alternativa do lado da oferta, mas alterarão o ambiente onde se movem os

produtores: estes passariam a dispôr de um menu mais variado de contratos, cujos preços seriam competitivamente determinados.

Uma visão mais pessimista, mas mais realista, aponta para a possibilidade de a *British Gas* ser vendida como um monopólio regulado, com os preços industriais a serem estabelecidos via negociação e os preços do sector residencial regulamentados. Neste caso a ligação seria ainda mais desejável face a um monopólio da *British Gas*, como contrabalanço ao poder monopsonista da empresa. Os distribuidores são entusiastas da ligação à rede continental, pois deste modo verão reduzido o poder negocial da *British Gas* ou aumentado o seu próprio poder, via adesão ao consórcio europeu.

Na hipótese de a *British Gas*, empresa nacionalizada, se comportar como os "apologistas" da Economia do Bem-Estar postulam, então a sua performance aproximar-se-á do modelo de mercado competitivo, não obstante o seu poder de monopólio. Não aplicando o preço eficiente, a *British Gas* está a prosseguir outros objectivos que não a maximização do bem-estar social. Torna-se, então, importante identificar tais objectivos alternativos. Para uma empresa privada, o abastecimento dos consumidores cuja distância às principais redes de distribuição é maior revela-se frequentemente como uma actividade penalizadora: a rentabilidade de tais projectos seria muito difícil, se não mesmo inviável. Uma empresa pública deverá tomar tal iniciativa promotora do bem-estar social.

Paralelamente, a *British Gas* parece atribuir uma considerável relevância à segurança no abastecimento dos seus consumidores, garantindo futuras entregas. Por intermédio dos seus poderes monopsonísticos e dados os inúmeros abastecedores potenciais, a *British Gas* consegue ainda minimizar os preços das suas aquisições de gás. O exercício de tal poder tem duas consequências perversas para o Reino Unido: 1) ao comprometer-se com contratos de longo prazo, invalida qualquer hipótese de vir a beneficiar de melhores condições no caso de, no futuro, a procura vir a ser inferior à oferta; 2) sendo que apenas o gás com origem britânica está sujeito a impostos sobre a propriedade, a compra a produtores estrangeiros poderá incrementar o seu poder de mercado face a outras companhias; ou seja, é o próprio sistema fiscal britânico que introduz assimetrias no tratamento do gás nacional e estrangeiro. A combinação da ênfase colocada na segurança no abastecimento, a capacidade para negociar preços e fazê-los descer abaixo dos níveis eficientes e a possibilidade de beneficiar de elevadas rendas têm sérias implicações nas modalidades contratuais oferecidas às empresas distribuidoras. O actual sistema de fixação do preço do gás no produtor difere do preço que levaria ao preço eficiente: o preço contratado é o somatório do preço do gás com o preço do equipamento e o custo das estruturas.

A construção do gasoduto do Canal da Mancha é uma questão política muito importante. O facto é que se o Reino Unido permanecer isolado da rede continental, as consequências da privatização britânica para a Europa serão pouco significativas. No Reino Unido, o potencial competitivo da oferta é bom, uma vez que o gás é relativamente homogéneo, existe em número considerável de produtores e nenhum deles abastece mais de um quarto do mercado. Se o gasoduto fôr construído, os efeitos da privatização no mercado europeu serão muito semelhantes, quer a indústria de gás seja competitiva ou um monopólio; para o Reino Unido, os benefícios serão tanto maiores quanto mais competitiva a indústria privatizada.

No passado, o Governo e a *British Gas* sempre argumentaram que o potencial produtivo excedentário do Reino Unido em relação à procura não era suficientemente elevado para ceder lugar a compromissos de longo prazo com o(s) mercado(s) de exportação. Na realidade, não é impreterível que o gás tenha de ser comercializado tendo como base contratos de longo prazo; ademais, a taxa de esgotamento das reservas não tem de depender das perspectivas de comercialização: pode tornar-se vantajoso esgotar reservas e exportar no mercado, mesmo que tal signifique antecipar a data prevista para começar a importar. É neste ponto que o Governo deveria prescindir do seu poder controlador sobre o comércio e promover o comércio vantajoso.

Com novas descobertas, a exportação de gás no curto/médio prazo tornaria a ligação ao continente muito pertinente. A localização mais lógica da ligação é o Mar do Norte, onde é mais densa a rede de gasodutos e onde o canal é mais estreito (podia inclusivamente ser possível a conversão de algumas redes petrolíferas). Existem, contudo, múltiplas possibilidades na ligação ao Continente. O custo incorrido é apreciável, mas pequeno em comparação com o valor do gás a ser transportado. Como possibilidades, temos:

- a) a ligação ao jazigo de *Groningen* da Holanda: uma vez que os profundos jazigos *off-shore* e os jazigos de gás associado revelam um padrão de oferta relativamente inflexível, é importante que o Reino Unido disponha de fontes de abastecimento alternativas e mais flexíveis;
- b) ligação ao jazigo de *Troll*: é possível que a Noruega passe a adoptar uma estratégia de elevado volume - baixo preço, em vez do tradicional elevado preço - baixo volume. Actualmente, toda a produção destinada ao continente pertence à zona de mercado da *Ruhrigas*, o líder do consórcio europeu de consumidores.

Para a Noruega, a disponibilidade de um destino alternativo para o gás que produz, preferencialmente uma zona fora da influência da *Ruhrigas* e do gasoduto russo, faria aumentar significativamente o seu poder contratual face à empresa alemã. Ademais, *one attractive possibility would be for Britain to act as a land bridge between the Norwegian gas fields and France* [GOLOMBEK 87].

Existem indubitavelmente razões que tornam benéfica para o Reino Unido a ligação à Europa e a adopção de uma postura mais competitiva:

- o mercado contratual tornar-se-á mais transparente e flexível;
- o padrão e a taxa de extracção poderá acelerar, o que fará aumentar a oferta e as exportações e baixar os preços no curto prazo;
- os produtores poderão lançar-se na exportação;
- haverá maior flexibilidade na satisfação da procura nas horas de ponta e correspondentes variações nos preços europeus;
- a ligação ao países da Europa de Leste e à Rússia será facilitada;
- o mercado europeu poderá promover a desregulamentação, uma vez que as organizações estatais se poderão revelar impotentes para concorrer eficazmente com as entidades privadas (a privatização da *British Gas* poderá induzir a formação de movimentos pró-competitivos noutros países europeus);
- os preços no consumidor poderão baixar e a maior gama de tipos de consumidores poderá mesmo incluir o sector de produção de electricidade (a maior procura industrial poderá ser um contrapeso na tendência para a baixa dos preços).

No global, as alterações ao mercado interno britânico teriam um maior impacto no mercado europeu, via alterações da procura e, logo, no comércio do Reino Unido, tornando aquele mercado mais flexível e menos sujeito a rupturas no abastecimento, mais transparente e dispondo de uma maior variedade de contratos.

Em síntese, é do interesse do Reino Unido promover a construção do gasoduto que o ligará à rede europeia. O interesse é ainda maior se a *British Gas* for privatizada como um monopólio regulado. A produção norueguesa poderia, então, ser escoada para a Europa via Grã-Bretanha, a qual passaria, adicionalmente, a poder otimizar separadamente as decisões sobre extracção e consumo de gás, ao mesmo tempo que potenciaria a concorrência no mercado europeu; a dependência de fontes de abastecimento instáveis seria amortecida e a substituição de petróleo facilitada; ao tornar o processo contratual mais transparente, forneceria preciosas informações ao *Office Gas Supply (OFGAS)*²⁰, as quais poderiam ser úteis no estabelecimento de tarifas e na regulamentação da indústria.

Subsistem, porém, quatro potenciais razões pelas quais o Governo poderá querer continuar a controlar o negócio do gás e, logo, opôr-se à ligação:

1. Os Governos em geral suspeitam dos mercados e preferem, sempre que possível, controlar eles próprios as actividades consideradas estratégicas, que envolvem questões de interesse e de segurança nacional. Não havendo, por ora, mercado *spot* relevante e sendo a distribuição relativamente inflexível, o negócio do gás é uma actividade fácil de controlar (o mesmo não acontecendo, por exemplo, com o petróleo);

²⁰ O OFGAS será abordada mais especificamente no ponto "Entidades reguladoras".

2. A ligação ao Continente poderá reduzir o poder negocial da *British Gas* face aos produtores.
3. Poderá não ser do interesse do Reino Unido apresentar uma indústria de gás competitiva e reestruturada, uma vez que o seu poder de mercado poderá ser melhor exercido via bloqueamento do trânsito de gás no gasoduto, do que mediante a aplicação de impostos à importação ou exportação;
4. A confluência de uma série de acontecimentos alterou significativamente o balanço dos custos e proveitos proporcionados pela ligação. De entre tais eventos salientamos a descoberta de vastas reservas no Mar do Norte (bem como o desenvolvimento de tecnologia para as explorar e um preço de petróleo suficientemente elevado para as tornar rentáveis), o declínio da produção britânica face à procura e a construção de grandes gasodutos entre a Europa de Leste e a Europa Ocidental.

Em síntese: com a ligação do Reino Unido à rede europeia, a dependência das fontes de abastecimento instáveis seria atenuada: a renegociação dos contratos poderia levar o Reino Unido a importar mais gás, por exemplo de países do ex-bloco socialista, ao passo que a Noruega passava a exportar mais para outros países europeus. Um outro efeito positivo adviria do impacto directo da concorrência britânica no mercado da Europa Continental: o esperado incremento da concorrência e o comércio gerado, em pequenos montantes e curtos períodos de tempo, poderia mesmo levar ao desenvolvimento do mercado *spot*. Com mercados mais estruturados e com liberdade e condições para vender no exterior, seria de esperar uma mais clara separação das decisões de produção e consumo.

Mas, qual o grau efectivo de poder de mercado do Reino Unido no mercado de gás europeu? Poderá o Governo britânico controlar as exportações e as importações de gás? Poderá a sua recusa em aprovar a ligação ser atribuída à tentativa de tornar os termos de troca favoráveis ao Reino Unido²¹? Para demonstrar que tal postura é perversa, ter-se-ia de provar que a política eficiente envolveria um mais rápido esgotamento do gás britânico, que seria vendido a preço mais baixo que o actual e a um mais vasto número de consumidores. Além disso, é preciso demonstrar que o preço de importação de gás provindo do exterior não será muito elevado. No caso de se virem a confirmar tais expectativas, as actuais taxas de produção e consumo estariam abaixo do nível competitivo.

O Reino Unido tem, de facto, algum poder potencial de mercado, mas a grande questão reside no modo como tal poder é ou será exercido.

A actual política de limitação (ou até mesmo proibição) de exportações e a (não) construção do *link* constituem actualmente as vertentes da política comercial óptima do Reino Unido. A proibição de exportações é mais fácil de explicar como sendo uma aliança entre a *British Gas* -

²¹ A determinação da tarifa óptima sobre as importações de um recurso não renovável é conceptualmente delicada e computacionalmente difícil.

que pretende alcançar um poder acrescido face às companhias petrolíferas - e os políticos, iludidos com a ideia de que o gás é valioso demais para vender ao exterior. A *British Gas* tem-se oposto à construção do gasoduto receando uma quebra no seu poder de mercado e argumentando que não se perspectivam importações ou exportações tais que justifiquem a infraestrutura. Contudo, os actuais benefícios da construção do *link* são significativos, face à descoberta de extensos jazigos na Noruega e a crescente disponibilidade de gás no mercado europeu provindo da Rússia e do Norte de África. O Governo deve, portanto, reconsiderar a sua política de importação e exportação de gás.

3.5.3 Entidades reguladoras

A legislação sobre concorrência visa o controle de práticas anti-concorrenciais, que tentem restringir, distorcer ou impedir a concorrência. A política contratual das empresas dominantes está frequentemente sob a investigação de comissões fiscalizadoras dos monopólios e das fusões, de modo a que se venha a gerar uma abordagem mais transparente, mais consistente e menos discriminatória nos mecanismos de formação do preço. Em geral, a promoção da concorrência vem a beneficiar os consumidores, em detrimento da situação dos fornecedores, na medida em que tende a gerar uma descida dos preços no consumidor, à custa de menores margens e termos contratuais menos favoráveis para as novas ofertas.

Neste ponto é abordado o papel de entidades nacionais cujo objectivo consiste na monitorização e na concertação dos interesses e das políticas dos vários agentes de mercado. Dois casos reais de regulação e supervisão do mercado são apresentados: o *OFGAS* britânico e o *Comité de Contrôle de l'Électricité et du Gaz* de nacionalidade belga.

No Reino Unido a capacidade dos sistemas de distribuição é excedentária: o livre acesso não tem comprometido as estruturas contratuais ou a segurança no abastecimento. Neste país, a privatização da *British Gas* constituiu a "oficialização" da postura concorrencial. Foi criado um órgão - *OFGAS* - que regulamenta a indústria do gás e cujas funções são fiscalizar o sistema tarifário e potenciar a concorrência no mercado (por exemplo, a entidade detentora do gasoduto não se poderá recusar a proceder ao transporte de gás, argumentando capacidade insuficiente, sem uma verificação prévia por parte deste órgão). O *OFGAS* - *Office of Gas Supply* é um organismo independente cuja função consiste na monitorização das actividades da *British Gas* enquanto fornecedor público de gás, no intuito de não permitir o bloqueamento da concorrência no mercado. O *OFGAS* tem como principal função assegurar que os preços praticados pela *British Gas* aos seus clientes não excedem o limite indicado pela fórmula que indica o preço médio a cobrar aos consumidores. Não obstante a existência de um órgão regulamentador, foi relativamente penoso o emergir da concorrência, concretizada no acesso



de terceiros ao sistema de transporte. As razões para tais dificuldades residiram na manutenção de uma inadequada estrutura industrial (a *British Gas* foi privatizada como uma única empresa verticalmente integrada), a carência de gás e no reduzido período de tempo concedido a terceiros para que se pudessem organizar minimamente.

A principal conclusão a retirar da experiência britânica é que, mesmo num país onde existe legislação favorável ao livre acesso, reforçada por um órgão regulamentar específico, o progresso no sentido da concorrência tem sido lento: o livre acesso depende acima de tudo da capacidade (excedentária) das redes, dados os contratos em vigor [STERN 90].

Também na Bélgica, a actividade de produção-distribuição de gás e de electricidade desde sempre reteve a atenção dos poderes públicos, dada a sua natureza monopolística, o carácter de serviço público e as fortes ligações entre as empresas a operar nestes sectores. O *Comité de Contrôle de l'Electricité* reunia organizações representativas dos trabalhadores, de industriais e representantes do Governo. A sua missão visava o abaixamento dos preços da electricidade, por via da racionalização do sector e por uma gestão coordenada e unificada. Um elemento importante foi a adesão posterior do sector gasista: a indústria gasista passava a integrar o organismo para a coordenação, transporte e distribuição da electricidade e do gás. O *Comité de Contrôle de L'Électricité et du Gaz* verifica a organização dos sectores e os planos de investimento das empresas e impulsiona a descida do preço.

Na questão tarifária reside o principal empenho deste órgão, nomeadamente as questões específicas associadas aos preços de alta e baixa pressão: os revisores verificam e certificam as componentes dos diferentes parâmetros que intervêm nas tarifas e que deverão cobrir todos os itens do custo de produção. Um dos objectivos prioritários do comité continua a ser a redução dos preços, para o que se revelou necessário a adopção de um sistema contabilístico unificado, que constitui a base comparável dos diferentes elementos constitutivos dos preços de venda e de revenda e faculta a apreciação da eficácia da política prosseguida. O agrupamento de tais elementos permite a publicação anual da afectação de receitas de exploração, financeiras e extraordinárias, quer ao nível da empresa individual, quer ao nível da consolidação de contas. Paralelamente, a optimização da produção de gás e electricidade via progresso tecnológico impõe cada vez mais a formação de grupos importantes, uma vez que o custo do investimento ultrapassa largamente as possibilidades das empresas existentes.

O comité desempenha ainda funções de arbitragem, nomeadamente no diferendo entre a *Distrigaz* e a empresa argelina *Sonatrach*. De facto, as actuais exigências da Argélia em matéria de importação de gás liquefeito levaram ao aumento em um quarto do actual aprovisionamento em gás o que, num mercado concorrencial, escoa com dificuldades. A salvaguarda dos interesses dos consumidores, das empresas envolvidas e da economia nacional são o móbil da actuação do *Comité de Contrôle de L'Électricité et du Gaz*, por intermédio da atitude das várias organizações participantes.

3.6 Um poder regulador supranacional?

O trânsito do gás por um país para entrega em outro país é feito com o consentimento do Governo e das empresas gasistas do país que o gás vai cruzar. Para que se observem as regras da economia de mercado e de modo a promover a cooperação entre as empresas gasistas, há que respeitar os princípios que conduzirão a uma rede gasista de âmbito europeu equilibrada. Qual o papel dos Governos ou das instituições internacionais? Uma maior parcela do GN no consumo total de energia parece ser um objectivo de política comum, para o que deverão tomar medidas em conformidade e que garantam a estabilidade do mercado [UN 90].

O comércio entre dois países tomará lugar sempre que as partes envolvidas tenham negociado e acordado sobre os termos em que o mesmo se desenrolará. Uma vez que os acordos de comércio internacionais não estão, em geral, sob a jurisdição internacional, raramente são vinculativos em termos jurídicos, o que compromete a solução processual ou a (re)definição de posições no caso de uma das partes falhar. É possível demonstrar que a ausência de um poder legislador supranacional que garanta o cumprimento dos contratos gera uma perda para ambas as partes envolvidas nos acordos comerciais bilaterais de um recurso natural não renovável. Uma vez inexistentes os mecanismos legais vinculativos e de coacção, as partes estabelecem contratos de longo prazo, que nenhuma das partes terá interesse em quebrar.

Na Europa Continental, os maiores contratos envolvem quatro grandes produtores: um membro da CE (Holanda) e três países não-comunitários. O grande problema é que não existe nenhum órgão regulamentar em Bruxelas com poder para intervir supranacionalmente em contratos estabelecidos entre membros da CE e não-membros. Não existe também qualquer provisão legal para a criação de tal órgão. A formar-se, a opção institucional para a criação de um organismo com tais poderes poderá assumir a forma de órgão comunitário, órgãos nacionais ou actuais acordos institucionais de âmbito internacional (que abarquem também a Áustria e a Suíça). As suas funções e o seu poder deverão focalizar-se no abuso do poder de monopólio, no poder de adjudicação e de estabelecimento de tarifas. O factor fulcral na busca de uma maior liberalização e concorrência no sector é a existência de autoridades regulamentares poderosas, capazes de solucionar a inerente anarquia contratual e legitimar os acordos estabelecidos a longo prazo [STERN 90].

Mesmo que a CE acordasse em criar o órgão legislativo e fiscalizador, subsistia sempre a indefinição do poder de um órgão comunitário face a países não-membros: como lidar com as ofertas não-comunitárias e com as ofertas que fluíssem através de países não-comunitários. É a "eterna" impotência política da CE. Com os países da Europa de Leste a emergir como estados

soberanos, com políticas económicas independentes e crescentemente interessados em participar no trânsito de gás, é notória a incapacidade da CE para dispôr de um horizonte geográfico suficientemente abrangente que lhe permita exercer jurisdição regulamentar no comércio de gás europeu. A criação desse órgão afigura-se como improvável, na medida em que requer unanimidade e por via dos inúmeros problemas jurisdicionais que lhe estão associados. No entanto, não é lícito rejeitar o livre acesso apenas porque tal sistema tenderá a gerar uma carga burocrática acrescida e a perigar a segurança no abastecimento. A rejeição legítima implicaria a prova de que, devido à sua rigidez estrutural, os mercados não seriam propícios à introdução de acordos concorrenciais e que estes viriam a ser quebrados, com manifesto prejuízo para os consumidores.

A diversidade de regulamentações nacionais para o transporte de gás na Europa Ocidental não tem constituído um obstáculo ao desenvolvimento da actual rede gasista. Não obstante, a cooperação entre as empresas seria certamente facilitada se todos os países adoptassem regras e regulamentações comuns, que fizessem prevalecer os princípios de economia de mercado. Por exemplo, leis fiscais que agravassem os já elevados custos de transporte não deveriam ser aplicadas. De igual modo, o montante de capital requerido para cada projecto deveria ser partilhado por vários parceiros, o que facilitaria inclusivamente o acesso ao financiamento por organizações internacionais. A cooperação seria ainda a via privilegiada de intercâmbio tecnológico entre o Ocidente e o Leste europeus. Também a criação de consórcios de consumidores seria importante para manter o equilíbrio entre um crescente número de compradores e os actuais e potenciais fornecedores, no futuro limitados em número. Os Governos e organizações internacionais poderão incentivar o desenvolvimento da rede gasista de âmbito europeu, favorecendo o acesso preferencial a recursos financeiros, tais como empréstimos a taxas de juro bonificadas de instituições especializadas como o Banco Mundial e o BERD.

Em síntese, existe uma ampla variedade de arranjos institucionais nas indústrias gasistas europeias, os quais cobrem aspectos como a propriedade, o papel do Governo, a estrutura e o nível de integração da indústria, a regulamentação e o quadro legal em que opera. Os factores mencionados não são inalteráveis; na Europa de Leste as alterações são mesmo fundamentais. A diversidade de arranjos institucionais, legais e regulamentares parece, à primeira vista, opôr-se a uma crescente integração e expansão dos sistemas de gasodutos na Europa. Contudo, não é evidente que tal tenha efectivamente inibido tal integração e expansão. Acordos comerciais têm sido estabelecidos entre as empresas de transporte de gás e os importadores de gás, cruzando fronteiras nacionais, apesar da diferença entre as entidades envolvidas.

Prevendo-se uma expansão no comércio de gás de âmbito internacional nas próximas décadas, requere-se uma maior cooperação entre as empresas envolvidas no trânsito internacional. O investimento em capital será também maior, dada a maior complexidade dos projectos, e o acrescido número de participantes deverá associar-se sob a forma de *joint ventures* entre produtores, empresas de transporte e importadores. É importante que os participantes partilhem objectivos e regras comuns, caso contrário a diversidade acima mencionada poderá tornar-se num *handicap* ao estabelecimento de acordos comerciais eficientes. Por exemplo, as empresas detidas pelo sector público poderão ser incitadas, pelo poder governamental, a dar preferência a determinada fonte de importação por razões políticas e não tendo como base critérios comerciais e técnicos, posicionamento este que poderá não ser partilhado por empresas direccionadas para o mercado. É, porém, mais provável que tal cenário se venha a observar em países onde existe uma forte tradição política e legal de interferência do Estado nas decisões económicas e comerciais. Regimes institucionais, legais e regulamentares que encorajam a tomada de decisões com base em critérios estritamente comerciais e técnicos são, pois, preferíveis. A oposição da CE a potenciais abusos de posição dominante é de extrema importância, mas é também importante evitar excessivas e dispendiosas regulamentações.

3.7 O GN em Portugal: decisão política e papel do Estado

A introdução do GN em Portugal, como alternativa aos combustíveis sólidos e, particularmente, ao petróleo, foi tomada, aquando da discussão do Plano Energético Nacional (PEN) de 1984, como o primeiro grande passo para a redução da dependência energética portuguesa em relação ao petróleo. Um projecto desta envergadura que se propõe a alterar todo o panorama energético do país obedeceu a estudos pormenorizados dos consumos dos vários sectores do mercado a atingir com a instalação da rede. Se as potencialidades do gás são por todos reconhecidas, os "pormenores" técnico-político-económicos não são, porém, de abordagem consensual. A análise deste projecto, que é sem dúvida um dos grandes projectos nacionais desta década, fez-se praticamente de raiz, o que obrigou o Governo a estudá-lo criteriosamente nas suas várias componentes.

A primeira grande decisão tomada dizia respeito ao conceito empresarial que deveria sustentar esta nova actividade. Não havendo tradição "gasista" no país, justificava-se o envolvimento de entidades estrangeiras com experiência e tecnologia comprovada nesta área. Abrir o projecto à iniciativa e conhecimento de entidades privadas era uma opção mais acertada para o seu sucesso, do que continuar a deixar ao Estado, através de uma empresa pública, um sector para que não está vocacionado e que teria dificuldade em financiar. Dado o inequívoco interesse público do projecto, o instrumento jurídico eleito para cruzar interesses em jogo foi o contrato

de concessão a prazo: os concededores do sector edificariam as infraestruturas e ao Estado ficaria reservado o papel de garante dos interesses dos consumidores finais (manteria uma *golden share*). Empresas mistas, públicas e privadas, nacionais e estrangeiras perfilaram-se como candidatos aos concursos públicos para atribuição das concessões, ao mesmo tempo que se faziam estudos com consultores internacionais. Na fase final, porém, o projecto inicial foi alterado e argumenta-se que o negócio do gás passou a ser 100% estatal.

A configuração das redes de transporte que se vai construir, de Setúbal a Braga, permite abastecer as zonas do território mais importantes em termos de consumos potenciais, não só pelo número de consumidores que nelas se concentram, como pela importância de alguns deles. A longo prazo, o estudo técnico-económico de diversas alternativas conduziu a uma solução de aprovisionamento da rede, baseada numa dupla óptica de segurança e de integração no espaço europeu. Assim, o sistema nacional deverá ser abastecido com GN sob a forma gasosa e implementado em duas fases consecutivas:

1ª FASE:

- Construção dos gasodutos principais Setúbal-Braga e Monte Redondo-Campo Maior;
- Construção da armazenagem estratégica e operacional;
- Instalação do sistema de supervisão e controlo da rede;
- Instalação dos gasodutos de abastecimento às distribuidoras regionais, entidade electroprodutora e outros grandes clientes industriais.

2ª FASE:

- Construção do gasoduto de interligação à rede espanhola da Galiza (Braga-Tuy);
- Construção de um terminal de regaseificação (Setúbal).

No âmbito dos Programas Transfronteiriços, chegou-se a um projecto rede de interdependências, para além da ligação Setúbal-Tuy. Alguns dos receios manifestados anteriormente em relação à garantia de abastecimento por gasoduto a partir da Argélia pareceram, a certa altura, amplamente ultrapassados; como ultrapassados pareciam ter sido todos os complexos de dependência relativamente a Espanha que haviam justificado um anterior projecto. De acordo com o futuro mapa de autoestradas do gás na Península Ibérica, Braga, onde terminava o gasoduto português, deveria estar ligada a partir de 1997/98 ao terminal marítimo de GNL em Ferrol (Galiza) que, por sua vez, teria ligação a um gasoduto europeu (rede europeia). Aliás, Portugal e Espanha vão apresentar um projecto comum junto da Comunidade, para receber fundos estruturais para a construção do gasoduto transfronteiriço (Portugal tem uma forma de canalização do gás "caricata": o gás entra por Espanha, passa por

Portugal, e volta (voltará, no futuro) a entrar em Espanha, para completar a ligação à rede europeia).

O actual Secretário de Estado da Energia (Outubro 95) defende as vantagens estratégicas de uma ligação por mar e por terra, a norte e a sul do país:

"Do ponto de vista estratégico, se tivermos uma ligação a sul com o gasoduto do Magreb e uma ligação ao terminal de Huelva, o abastecimento terá uma dupla segurança. Por outro lado, se numa fase posterior tivermos uma ligação à rede espanhola do Norte, onde será construído um terminal líquido, ficaremos com dois terminais de armazenamento. Ou seja, não só o terminal por terra será mais tarde ligado à Europa, como também poderemos receber o gás líquido a partir de Vigo, regaseificá-lo e introduzi-lo na rede que faz ligação com Portugal. O mercado português é incipiente e economicamente não justificará de início os dois sistemas. Mas temos de acreditar que o mercado se vai expandir e que se justificarão investimentos elevados. O faseamento desta solução beneficia o projecto nos *timings* e na diluição do investimento", afirma.

Houve, porém, posições que defendiam o fornecimento via metaneiro. Citando o engenheiro Nuno Ribeiro da Silva:

"Uma ligação por tubagem a uma única fonte de produção e de emissão de GN, localizada na Argélia, é muito mais determinística do que ter um porto aberto a receber navios vindos de várias proveniências com GN liquefeito. Com o gasoduto do Magreb, Portugal fica umbilicalmente ligado ao fornecedor argelino. (...) No quadro actual, mais dois países estão de permeio: Marrocos e Espanha. Mais de um milhar de quilómetros de tubo a atravessar três países antes da chegada a Portugal, através dos desertos argelino e marroquino, do Estreito de Gibraltar e do Sul de Espanha, é obviamente mais vulnerável a todo o tipo de acidentes do que a viagem de um navio. Estabelecer e gerir acordos que envolvem quatro países soberanos, sendo dois intermediários, é mais complexo do que gerir a relação entre dois países, o vendedor e o comprador".

no semanário *Expresso*,
27 Novembro de 1993

Para minorar a controvérsia do abastecimento através do gasoduto do Magreb, o Estado português decidiu, com o apoio comunitário e juntamente com Espanha, participar estrategicamente na construção desse *pipeline*. A ligação da rede portuguesa de GN ao gasoduto magrebino irá custar cerca de 330 milhões de contos, sendo que este valor se refere à construção do mesmo desde a fronteira da Argélia e Marrocos até à fronteira de Espanha e Portugal (incluindo a estação de compressão de gás). Por seu lado, a parte portuguesa do gasoduto, ou seja, a ligação de Badajoz a Setúbal e a Braga foi já estimada em 115 milhões de

contos pela Secretaria de Estado da Energia. A CE deverá contribuir com cerca de 17% do investimento total, sem o qual o projecto não poderia arrancar.

Introduzir o GN em Portugal emerge, pois, como uma opção lógica para todos os que estão mais familiarizados com os problemas da política e da economia da energia. Reconhecido o mérito da iniciativa portuguesa para que fosse edificado o projecto, este só foi possível graças a um conjunto de factores de ordem externa, onde pontifica a CE. O papel do Estado consistiu, basicamente, no moldar das políticas energéticas nacionais. Conscientes de que os graus de liberdade para o nosso abastecimento são extremamente limitados (quer por não possuímos reservas, quer pela nossa situação geográfica, quer ainda pelo "amadorismo" da situação), existem objectivos estratégicos e requisitos mínimos de segurança que teremos de respeitar. É importante que Portugal:

- diversifique as matérias-primas energéticas;
- diversifique as origens;
- adira a circuitos de transporte seguros;
- disponha de reservas armazenadas.

Garantida a opção energética nacional, o sucesso da sua penetração na indústria, assim como nos restantes segmentos da procura, dependerá da cobertura geográfica, da rede de transporte e distribuição e do preço relativo do GN face às formas de energia alternativas. Fundamental será a busca de uma diversificação potencial muito significativa (possível!), quer ao nível das origens e fontes de fornecimento, quer ao nível do tipo de gás a aprovisionar.

4. O Gás no Comércio Internacional

4.1 Padrão de comércio e formas de intercâmbio

O factor determinante do evoluir das relações comerciais internacionais na área gasista é a futura evolução da procura que, conjuntamente com a disponibilidade de recursos energéticos, definirá o padrão e o volume de trocas inter-países (cf. **Quadro III**, Anexo II).

Globalmente, o transporte de gás via gasoduto é a forma privilegiada para o intercâmbio de gás a nível internacional. Apenas 24% do comércio mundial de gás assume a forma de GNL. Este facto deixa, desde logo, antever a proximidade relativa das regiões envolvidas nas transacções. A Europa Ocidental emerge como o maior bloco importador a nível mundial, maioritariamente via gasoduto (88% das importações); a Europa de Leste (incluindo repúblicas da ex-URSS) detém a liderança no total das exportações mundiais, na sua totalidade via gasoduto. A assinalar o facto

de cerca de 69% do comércio do gás se desenrolar no interior do mesmo bloco comercial. O grosso do comércio intra-regional cabe aos países norte-americanos, que transaccionam entre si cerca de 27% do comércio total no interior de um mesmo bloco, e aos países da Europa Ocidental, onde este mesmo indicador atinge os 31%. Conjuntamente, representam 58% do comércio intra-bloco, na sua totalidade via gasoduto. A maior parcela do comércio de GNL desenrola-se entre os países da Ásia/Oceania, que entre si transaccionam 69% do comércio mundial de gás liquefeito.

Quadro I.4.A - Evolução do comércio internacional de gás

	Total Mundial		Total Mundial via Gasoduto		Total Mundial GNL		Parcela do GNL no Comércio Tota
	Volume (*)	% Produção	Volume	% Produção	Volume	% Produção	
1970	45,68	4,4	42,93	4,1	2,69	0,3	5,9%
1975	125,37	9,9	112,32	8,9	13,05	1	10,4%
1980	200,98	13,2	169,64	11,1	31,34	2,1	15,6%
1985	228,85	13,1	177,97	10,2	50,88	2,9	22,2%
1986	226,7	12,7	175,5	9,8	51,2	2,9	22,6%
1987	252,26	13,4	196,17	10,4	56,09	3	22,2%
1988	265,4	13,5	204,94	10,4	60,46	3,1	22,8%
1989	292,84	14,4	228,35	11,2	64,49	3,2	22,0%
1990	307,43	14,8	235,29	11,3	72,14	3,5	23,5%
1991	322,56	15,3	245,59	11,6	76,97	3,7	23,9%
1992	336,69	16	255,79	12,2	80,9	3,8	24,0%
1993	346,73	16,1	263,49	12,2	83,24	3,9	24,0%

(*) Unidades: mil milhões de m3

FONTE: Natural Gas in the World
1994 Survey, CEDIGAZ

O volume de gás transaccionado internacionalmente, quer via gasoduto, quer via GNL, tem crescido sustentadamente nas últimas décadas. Em 1993, o volume transaccionado equivalia a 7.5 vezes o de 1970. Não obstante, a parcela da produção mundial comercializada a nível internacional mantém-se a níveis reduzidos. Em termos percentuais, o valor máximo foi atingido em 1992 e 1993 (12.2%) por gasoduto. O gás é maioritariamente transportado por gasodutos que ligam o consumidor ao produtor: actualmente cerca de 76% do gás é transaccionado sob esta forma.

Quadro I.4.B - Comércio internacional de gás 92/93

	1992	1993	Variação 92/93	%Variação 92/93
Gasodutos	255,79	263,49	7,7	3,0%
GNL	80,9	83,24	2,34	2,9%
TOTAL	336,69	346,73	10,04	3,0%

(Unidades: mil milhões de m3)

FONTE: Natural Gas in the World
1994 Survey, CEDIGAZ

Dado o elevado custo de transporte, a maior parte da produção mundial de GN é consumida no país onde é produzida. Apenas 16% do gás é comercializado a nível internacional, e é possível detectar três grandes mercados:

- o Japão: não tem qualquer fonte de gás endógena e é o maior comprador de GNL; neste país, o gás é predominantemente utilizado na produção de energia;
- a América do Norte: as exportações, via gasoduto, do gás canadiano para os EUA constituem o grosso do comércio internacional neste continente (representam 10% do mercado); a Argélia e o México, embora menos significativos, são dois outros parceiros comerciais dos EUA;
- o mercado europeu: é, de longe, o que detém a maior parcela do comércio internacional. Na Europa, a Holanda e a Noruega são os maiores exportadores; a Rússia e a Argélia são os fornecedores externos mais importantes. Mais de 50% do gás consumido na Europa Ocidental cruza, no mínimo, uma fronteira internacional.

4.2 A disponibilidade da oferta e a pressão da procura

Com o actual conhecimento e expectativas quanto a reservas endógenas e externas, a disponibilidade de recursos gasistas não deverá ser um problema de maior nas próximas décadas. Contudo, se ao cenário europeu associarmos a crescente procura da Europa de Leste, serão necessárias reservas adicionais para obstar a uma posição de excessiva dependência de importações, eventualmente geradora de insegurança no abastecimento (tradicionalmente expressa em dependência de fontes externas). Ademais, a plena confiança na oferta do Médio Oriente requer melhorias substanciais na esfera política e de segurança militar.

Na realidade, não basta dispôr fisicamente de reservas para que maiores volumes sejam transaccionados. Os produtores têm de sentir motivação para oferecer e os consumidores confiança para comprar. A motivação envolve considerações e juízos políticos, económicos e



comerciais, bem como a identificação com as políticas, necessidades e objectivos dos Governos nacionais. A este propósito, recordem-se as recentes reviravoltas políticas na ex-URSS e na Argélia e até mesmo as radicais alterações no posicionamento económico e comercial por parte dos produtores britânicos e noruegueses. Não é fácil concluir acerca das motivações dos produtores, inclusivé dos que interagem em sistemas económicos e políticos similares. Embora os fornecedores da Europa Ocidental disponham de recursos suficientes para aumentar a oferta nas próximas décadas, as suas motivações para assim proceder não são claras e dependerão dos seus interesses de longo prazo.

Os custos associados ao actual e futuro desenvolvimento do mercado do gás são difíceis de identificar e impossíveis de generalizar. O impacto das políticas ambientais dos países produtores na exploração das reservas adicionais será um dos factores a tomar com redobrada consideração. Paralelamente, subsistem riscos associados à segmentação do mercado: se preços mais baixos são oferecidos a um dado segmento do mercado, tal tenderá a alastrar-se a sectores de mais elevado rendimento, podendo perigar as margens de comercialização [STERN 90]. Neste âmbito, a cláusula da Nação Mais Favorecida (NMF) estipula que se o detentor de um gasoduto assina um novo contrato a um preço superior ao já praticado nesse mesmo plano, terá de se garantir que esse preço mais elevado é também aplicado aos contratos existentes.

Um mercado maduro, com substancial poder monopolístico, poderá ser caracterizado, quer por baixos preços, quer pela inexistência de cláusulas NMF. Estas cláusulas elevam artificialmente os preços nos novos contratos de utilização do gasoduto. A sua aplicação não é universal e difere substancialmente entre mercados, em grande parte devido às desvantagens que lhe estão associadas, nomeadamente as que advêm do *free rider problem* (problema do passageiro de boleia). A relutância dos indivíduos em contribuírem voluntariamente para a provisão dos bens públicos é vulgarmente apelidada de *free rider problem*: uma vez que vai beneficiar do bem ou serviço independentemente de arcar com os custos da sua provisão, o indivíduo não tem incentivo para pagar voluntariamente o seu usufruto (razão pela qual custos associados aos bens públicos são suportados por impostos). Com cláusulas NMF, os detentores dos gasodutos beneficiam da aplicação de uma taxa superior em contratos já em vigor, sem que para tal tenham contribuído directamente.

A longo prazo, os fornecedores poderão disponibilizar maiores volumes, mas obter um rendimento inferior. Para além disso, não é garantido que as vendas ao sector produtor de energia continuem a requerer preços mais baixos que outras transacções com outros ramos do sector industrial. Recentes iniciativas por parte de alguns países exportadores, que buscam a

equivalência do preço (com base na equivalência termal), têm levantado sérias dúvidas relativamente à futura evolução do comércio internacional do GN. Tais dúvidas advêm:

- das restrições com que se debatem os importadores, em resultado dos elevados preços requeridos pelos produtores e dos elevados custos de transporte;
- do elemento de risco que está subjacente à renegociação dos contratos vigentes, que podem mesmo levar a ameaças ou à efectiva suspensão das entregas;
- do facto de a equivalência ao petróleo requerer uma política de *marketing* coerente, de modo a que o gás contribua em termos substanciais para a satisfação das necessidades energéticas mundiais.

4.3 Sobre a taxa de exploração

À medida que mais jazigos vão sendo explorados, a rede gasista vai-se expandindo, criando as fundações de um mercado *spot*. Será, então, possível determinar a extracção óptima ao longo do tempo e o preço de equilíbrio associado a diferentes estruturas de mercado. Hoel e Vislie [GOLOMBEK 86] demonstram que a extracção é determinada segundo a regra de Hotelling: o saldo entre o benefício marginal para o comprador e os custos de extracção e transporte (custo marginal de extracção) deverá acompanhar a evolução da taxa de juro.

Quer a quantidade a extrair quer o preço recebido pelo produtor dependem da natureza do comprador. A solução Nash implica que a extracção seja determinada de modo a que os benefícios para os dois agentes (vendedor e comprador) seja maximizada. Se o comprador é representante dos consumidores finais (empresa pública ou de gestão pública), a solução Nash do processo negocial resulta numa extracção idêntica ao equilíbrio competitivo: a extracção satisfaz os requisitos do óptimo de Pareto. Se, pelo contrário, o comprador é um distribuidor cujo móbil é a maximização do lucro, a solução Nash dá lugar a uma extracção idêntica à que resultaria no caso de um monopolista detentor de recursos e maximizador do lucro vender directamente aos consumidores: a extracção deverá processar-se de molde a maximizar os lucros totais advindos da venda dos recursos aos consumidores.

O valor dos recursos para o seu detentor é maior quando o comprador representa os consumidores finais do que quando é uma empresa distribuidora que busca a maximização do lucro. Uma importante implicação deste resultado é que é de todo o interesse dos países exportadores que os seus interlocutores nos países importadores sejam os respectivos Governos (representantes dos consumidores), em lugar das grandes empresas distribuidoras. Na equiparação dos resultados de acordo com o (grande) comprador, a assimetria de informação poderá jogar também a favor do Governo, enquanto interlocutor privilegiado: teoricamente

apenas esta entidade, porque conhecedora das preferências colectivas, terá dados para conhecer a verdadeira utilidade do gás para os consumidores.

O preço eficiente é obtido, mediante a ordenação dos jazigos por custos de extracção, esgotando posteriormente os jazigos com custos mais elevados. A taxa de esgotamento de um dado jazigo está, porém, limitada pela capacidade de produção, pela pressão da procura e pela capacidade dos gasodutos. Ademais, uma fracção do GN é associada (ao petróleo) ou está sujeita a contratos de longo prazo que incluem cláusulas *take or pay*; em ambos os casos, a produção ou distribuição é caracterizada por uma forte inflexibilidade.

O decréscimo do preço do petróleo, *ceteris paribus*, reduz o número de jazigos petrolíferos exploráveis pelo que, não obstante o preço do gás tenda a sofrer também uma perda (por via da indexação), a exploração de gás desenha-se como uma alternativa à exploração petrolífera. A descida do preço do gás, associada à maior oferta resultante, pressionará para a baixa os preços no consumo. O decurso da actividade de exploração é também influenciado pelas perspectivas de comercialização do gás, internamente ou nos mercados de exportação. Estratégias de *marketing* bem delineadas poderão servir como contraponto aos controlos de exportação, às restrições aos preços impostas pelos Governos e às carências infraestruturais, e funcionar como um factor promotor da exploração.

Algumas reservas não têm a dimensão suficiente ou os custos associados à sua exploração são demasiado elevados. Ademais, as reservas de GN são menos credíveis que as de petróleo: sempre que a sua exploração não se vislumbra comercialmente viável, as reservas de GN descobertas não são contabilizadas como reservas provadas. É, portanto, possível que as reservas provadas de um país venham a aumentar substancialmente, ao criarem-se condições para o lançamento num projecto de exportação, muito embora as estimativas disponíveis não confirmem os factos. A dimensão e a acessibilidade das reservas, prefigurando-as comercialmente rentáveis (ou não), determinarão a sua exploração.

4.4 A penetração do gás no mercado: alternativas de mercado

Existem três fortes argumentos para acelerar o desenvolvimento do mercado do gás associado e não associado: o recurso é abundante, o custo de produção e distribuição é altamente competitivo, a distribuição geográfica é favorável e o mercado é amplo: a procura potencial de gás é muito maior e muito mais diversa do que inicialmente se previa e as reservas provadas são provavelmente uma pequena fracção do total de reservas recuperáveis. O gás apresenta, contudo, alguns *handicaps*: não é tão divisível e tão facilmente transportável como o petróleo - a

distribuição é muito menos flexível e envolve elevados custos de armazenamento; os sistemas de produção têm de ser afectos a clientes específicos; as relações contratuais de longo prazo são muito complexas; todo o sistema, por razões de segurança, tem de estar centralmente integrado, devidamente coordenado e controlado. Factores associados ao monopólio impõem também algumas restrições: os custos em capital são elevados, a concorrência é mínima, os consumidores vêem os seus interesses protegidos via agências e organismos governamentais.

É errónea a postura de permanente busca, por parte de industriais e decisores de política pouco familiarizados com a indústria de gás internacional, de utilizações "nobres" para este combustível não poluidor: o gás poderá ser utilizado nas mais simples e vulgares utilizações (como seja a cozinha, no sector residencial). Uma outra utilização possível do gás é a produção de electricidade. No mundo industrializado, a tendência de longo prazo é para o aumento sustentado do uso de gás neste sector. Nos países em vias de desenvolvimento, onde as utilizações de gás não são tão facilmente criadas, antes têm de ser gradualmente construídas, o gás na geração de electricidade ainda é considerado como uma utilização nobre. No Japão o gás detém já uma razoável quota de mercado na produção de electricidade (70% do consumo de gás), o que é justificado por preocupações ambientais e pela procura de diversificação de fontes de abastecimento externas. Recorde-se o que a energia representa para um país como o Japão, "energético-dependente". O mercado japonês é muito diferente dos mercados europeu e americano, dada a densa concentração da actividade industrial e da população e pela escassez de recursos endógenos. O Japão é também um mercado regional, que obtém todo o gás por via marítima - GNL, portanto - ao contrário da Europa e dos EUA, que recorrem ao gasoduto para receber cerca de 95% das suas importações.

O instrumento mais importante na penetração do gás no mercado é a existência de sistemas contratual e de tarifação flexíveis. Regimes de venda muito complexos resultam naturalmente numa mais difícil penetração do gás no mercado. Não deverão ser os Comités Governamentais a decidir sobre a competitividade do gás: torna-se essencial que as empresas distribuidoras ou outros sectores do mercado se apercebam claramente dos objectivos nacionais subjacentes ao desenvolvimento de uma oferta de gás integrada. O regime fiscal é outro factor que poderá condicionar a competitividade do gás em dado país; poderá inclusivamente explicar muitas das disparidades actualmente existentes no seio comunitário.

Os países que actuam em ambos os lados do mercado podem definir múltiplas combinações de gás importado e nacional e assim conseguir o preço médio necessário ao alcance do grau de penetração de mercado desejado. O gás produzido internamente apresenta incontestáveis vantagens em termos de segurança e diversificação energética - os benefícios económicos do desenvolvimento de uma indústria endógena e os benefícios financeiros em termos de

substituição de importações e potencial de exportação são evidentes. O gás cria os seus próprios mercados, à medida que as suas vantagens técnicas e ambientais vão sendo reconhecidas pela indústria, comércio e pelo público em geral. No processo de conversão para esta nova fonte energética, o custo da instalação dos sistemas gasistas (durante a construção) em novas cidades, em novas zonas industriais e em novos complexos comerciais podem ser altamente competitivos.

Sempre que se disponha de gás produzido internamente e de uma combinação de gás nacional e importado, é possível alternar entre um e outro, como forma de regular as flutuações da procura. Tal mecanismo requer, no entanto, uma coordenação muito cuidada. À medida que os mercados se vão gradualmente criando e amadurecendo, uma utilização flexível do gás (no sentido de multiplicação de aplicações e da flexibilidade do equipamento) será essencial. No sector industrial em particular, um *marketing* inteligente poderá proporcionar um preço marginal bastante baixo, gerando contratos mais flexíveis e orientados para o mercado. A indústria poderá tornar-se no vector da procura que assegura simultaneamente um montante mínimo e um "pico" na procura.

A natureza do negócio gasista, nomeadamente a sua infraestrutura capital-intensiva, os contratos de longo prazo e o próprio regime regulamentar, têm representado alguns obstáculos ao rápido e pleno ajustamento face ao aumento dos preços dos combustíveis alternativos. Existem duas questões prementes na análise da relação entre o preço do gás e a penetração no mercado: qual o nível de preços que os importadores conseguem suportar de modo a que as quantidades contratadas sejam competitivas no mercado? e serão estes preços suficientemente altos para gerar, depois de descontados os custos de produção e transporte, uma taxa de retorno para os produtores que encoraje a produção de gás para exportação?

De entre os factores que influenciam o preço a pagar pelos importadores, salientemos:

- a idade, a capacidade e a taxa de utilização esperada dos actuais sistemas de distribuição (a amortização de novos investimentos faz baixar o preço que pode ser pago por novas fontes de abastecimento);
- a distribuição das actuais fontes de abastecimento: o redireccionamento da oferta para utilizações que geram rendimentos mais elevados (ex: sector residencial) poderá gerar problemas no equilíbrio dos volumes a entregar diária e sazonalmente;
- considerações sobre segurança: medidas como o aumento da capacidade de armazenamento e da parcela de gás fornecida numa base interrupta poderão minimizar as consequências de possíveis interrupções no abastecimento;
- a estrutura do sistema fiscal relativo a produtos energéticos;

- as expectativas em relação à evolução dos preços dos combustíveis concorrentes: se é de esperar um aumento do preço do petróleo, é talvez plausível oferecer preços superiores pelo gás.

De entre os factores que influenciam o preço de exportação a cobrar pelos produtores, salientemos:

- os custos de produção: a produção de gás em alguns países faz-se cada vez mais em condições climatéricas hostis, em zonas de maior profundidade e com estruturas geológicas mais desfavoráveis; os custos de produção resultam, pois, incertos e mais elevados;
- os sistemas fiscais e os mecanismos de formação do preço: a divergência destes regimes no país produtor e no país consumidor poderá diferenciar um projecto de exportação tecnicamente viável e um projecto comercialmente viável; a instabilidade dos sistemas fiscais e de formação do preço cria também alguma apreensão nos produtores, levando mesmo à não concretização de projectos onde tal se verifique;
- utilizações alternativas: o gás pode ser usado na indústria, onde potencia a geração de produtos de elevado valor acrescentado, ou no aquecimento residencial e produção de electricidade, onde torna supérflua a importação de outros combustíveis.

Determinar a complexa relação entre o preço internacional do gás e a quota de mercado que poderá obter nos mercados internos dependerá das condições dos mercados específicos. Embora as negociações para o incremento da oferta sejam sempre difíceis, há uma clara comunhão de interesses entre consumidores e produtores que deverá levar a uma significativa expansão do comércio de gás. A concretização deste mútuo interesse poderá ser restringida pelo facto de, quer o Governo do país produtor, quer o Governo do país consumidor, adoptarem políticas de preços ou políticas fiscais restritivas.

4.5 Potencial para um comércio internacional de gás acrescido: possíveis consequências

A procura por importações de gás (com origem em países não pertencentes à OCDE) depende de três factores críticos: do preço relativo do gás no país consumidor, comparativamente aos preços de combustíveis alternativos; da rentabilidade relativa da exportação de gás, por oposição ao consumo interno do mesmo; e da percepção dos países importadores (da OCDE) no que toca a questões de segurança no abastecimento.

O ponto de partida para a avaliação económica de um projecto de comércio de gás é o valor do gás distribuído no mercado. Não tendo utilizações cativas, o valor do gás em cada segmento de

mercado é dado pelo preço máximo que os consumidores estão dispostos a pagar pela sua aquisição. Este preço é determinado, antes de mais, pelos preços dos combustíveis com os quais concorre directamente. O valor de uma potencial fonte de GN poderá ser determinada do seguinte modo:

- no país consumidor, o valor dos combustíveis concorrentes é traduzido no valor do gás nos mercados onde é usado; após a dedução dos custos do transporte por terra, armazenamento e distribuição aos mercados específicos, obtém-se um valor compósito para o gás no gasoduto;
- retirando os custos de regaseificação e os custos do transporte internacional do valor do gás no gasoduto, obtemos o preço fob no país produtor (a credibilidade técnica e comercial do exportador afecta a economia do projecto de GN);
- finalmente, devem deduzir-se os custos de liquefacção, de transporte para a instalação de liquefacção e os custos de desenvolvimento e processamento do jazigo.

Os relativamente elevados custos de transporte de gás (liquefeito ou via gasoduto) dominam a economia dos projectos de exportação. A natureza capital-intensiva dos sistemas de transporte, a sua relativa inflexibilidade e a necessidade de conduzirem volumosos fluxos para que se revelem viáveis deixam antever uma abordagem "conservadora" no que respeita ao desenvolvimento de novos projectos gasistas. Os factores que mais condicionam os custos de transporte são a distância e as economias de escala: um projecto de longa distância que envolva elevados volumes de gás poderá ser mais rentável do que um pequeno jazigo localizado a pequena distância dos mercados. Nos últimos 20 anos, o desenvolvimento tecnológico no transporte de gás expandiu o comércio internacional deste combustível, passando a revelar novas e transcontinentais proporções.

Da conjugação do nível da produção com o consumo, é possível retirar algumas indicações sobre o volume de comércio requerido para a satisfação da procura nos países europeus (cf. **Gráfico II**, Anexo I). O Reino Unido destaca-se por se situar numa das posições cimeiras do *ranking* dos países de maior produção e consumo. Apenas superado pela Holanda na produção, o Reino Unido é, de facto, o país com maior índice de consumo a nível europeu, logo seguido pela Alemanha. Ainda de assinalar a posição da Noruega no lado da oferta, não correspondida, porém, no lado da procura (surpreendentemente, o gás ainda não penetrou no mercado energético norueguês).

Na análise económica do comércio do gás, as alternativas que se colocam a um país exportador são a utilização do gás internamente como energia, mantê-lo no jazigo, na esperança que o seu preço venha a aumentar, ou transformar o gás em produtos de maior valor acrescentado. É possível provar que, para o gás disponível, os benefícios da exportação, a um preço equivalente ao do petróleo tomando em conta o conteúdo calórico, excedem os benefícios da

utilização interna para fins industriais no país produtor. A questão fulcral reside em saber se as decisões políticas e económicas nos países produtores e importadores cederão lugar a acordos comerciais que levem ao desenvolvimento do comércio do gás na mesma escala. Os elevados custos de armazenamento e transporte de gás continuarão a dominar as decisões sobre a economia dos grandes projectos. A existência de reservas e a capacidade de as explorar comercialmente não é, pois, condição suficiente para garantir a existência de comércio. Para os potenciais exportadores, o factor decisivo é o valor das reservas no mercado, que dependerá dos esquemas de *marketing*, das expectativas, dos requisitos financeiros e das aspirações do país em causa. O projecto de exportação só será viável se o produtor conseguir obter um retorno do investimento e um valor para o gás que cubra os custos incorridos. Adicionalmente ao preço base acordado para o gás, as cláusulas de indexação e de renegociação são também muito importantes. Dados os *sunk costs*²² em capital e os longos prazos associados aos projectos de exportação, subseqüentes acréscimos no preço de mercado poderão gerar substanciais reservas ao longo do tempo. Para os potenciais importadores, são as considerações relativas ao preço e à segurança no abastecimento que serão decisivas. O gás importado deverá competir com fontes de energia alternativas, não obstante os mais dispendiosos sistemas de transporte e distribuição (cf. **Quadro IV**, Anexo II, sobre os movimentos de importação e exportação de gás).

²² Dada a dificuldade de tradução para português, optou-se pelo termo anglo-saxónico.

II. O GN NA CONSTRUÇÃO EUROPEIA

1. Generalidades

1.1 A política energética e o Mercado Interno da Energia

"Na Europa comunitária, o Mercado Interno, a União Monetária e a União Política não podem conceber-se em paralelo com mercados energéticos nacionais fechados e esclerosados. Na Europa continental, a energia está na vanguarda da cooperação como expressão mais evidente da complementaridade irrecusável de recursos naturais, financeiros e tecnológicos. Tudo isto, num quadro internacional de preocupações ambientais que não conhecem fronteiras, idiomas ou regimes políticos."

António Cardoso e Cunha
Comissário Europeu da Energia, em 1989

Se, por um lado, a energia não escapa à regra comum de comércio ditada pela realização do Mercado Único, por outro lado, dadas as especificidades do sector, este não estará sujeito às regras comuns aplicadas à concorrência e à livre circulação de bens e serviços. De qualquer forma, o Tratado de Roma, ao estabelecer as regras de liberalização que cederiam lugar ao Mercado Interno, inclui já o quarto factor - a energia - uma vez que a não abertura do mercado energético, tendo em conta o seu peso na estrutura produtiva, poria em causa o objectivo da livre circulação. A aprovação do Acto Único Europeu, como motor de relançamento da Europa, apontou os objectivos energéticos da Comunidade Europeia (CE) como promotores de uma melhor integração do mercado da energia, livre de todos os entraves, com o objectivo de aumentar a segurança no abastecimento e diminuir os custos, bem como reforçar a competitividade económica.

Conhecido o grande problema de competitividade da Europa num mercado mundial cada vez mais aberto, o Mercado Interno da Energia (MIE), ao fazer baixar o preço da energia, trará certamente benefícios para a estrutura da indústria comunitária: permitirá tirar melhor partido das complementaridades, melhorar a estrutura de custos e racionalizar as actividades de produção, de transporte e de distribuição de energia. Em resumo, favorecerá a manutenção ou o desenvolvimento na Comunidade de empresas energéticas sãs e prósperas, mais preparadas para enfrentar a concorrência internacional e beneficiar de condições de abastecimento interessantes e seguras. Um mercado da energia melhor integrado representa, acima de tudo, um factor suplementar de segurança e abastecimento para todos os Estados Membros (EM's),

ao facilitar a interligação dos equipamentos e o espírito de solidariedade em caso de crise, favorecidas pelo aumento das trocas entre os mesmos. Tal como as redes transeuropeias de transporte e telecomunicações, a interligação dos sistemas de distribuição de energia é fundamental ao sucesso do Mercado Único.

Sendo a promoção da concorrência o principal motor da integração, os instrumentos jurídicos comunitários para a realização do MIE não são diferentes dos que permitirão a realização da Europa sem fronteiras. Contudo, os constrangimentos que caracterizam a realização do mercado interno neste sector são específicos: para além dos esforços gerais associados à promoção da convergência real e da coesão económica e social, que requererá a ajuda ao investimento em infraestruturas gasistas nas regiões mais desfavorecidas, coloca-se o problema específico da segurança do abastecimento e do carácter estratégico dos produtos energéticos. O objectivo último é uma maior eficiência do sistema de mercado e a transacção a preços mais baixos.

O Mercado Único da Energia deverá contribuir para a realização dos objectivos da política comunitária da energia, nomeadamente:

- a) a diversificação energética, procurando limitar as importações líquidas de petróleo para cerca de um terço do consumo energético total;
- b) a adequada combinação do jogo de forças do mercado: o papel dos poderes públicos não poderá desaparecer, mas apenas evoluir ou modificar-se (com benefício, por exemplo, das regiões periféricas). Continua a ser fundamental garantir a segurança das infraestruturas e a protecção da população, assegurar a aplicação do carácter de quase serviço público e a continuidade do abastecimento, manter um esforço suficiente de inovação tecnológica na área e ter em devida conta os aspectos sociais e/ou regionais das decisões energéticas. O papel dos poderes públicos será, portanto, mantido, mas evidentemente sob o espírito do grande mercado, que implica a comunitarização crescente de tais responsabilidades, relegando para segundo plano as preocupações nacionais;
- c) manter sob controlo o grau de abertura do mercado ao exterior, de modo a evitar um acréscimo da já elevada dependência no abastecimento energético. Com o recente e futuros alargamentos comunitários, são cada vez mais manifestas algumas relações específicas, que ultrapassam a CE e cujo interesse mútuo reside em reforçá-las (pense-se nas trocas de electricidade entre países nórdicos ou nas potencialidades de uma melhor integração dos países à volta do Mediterrâneo). No domínio da energia, a CE deve, portanto, dotar-se de uma política externa e comercial comum, que lhe permita obter, se necessário, concessões recíprocas por parte dos seus parceiros;
- d) ao nível da indústria comunitária da energia, devem também ser encorajadas as sinergias com o exterior e no próprio interior da CE: elas são, por si, um factor potencial de segurança no



abastecimento, devido à flexibilidade que proporcionam e à comunitarização dos interesses que envolvem;

e) respeitar o imperativo de coesão económica e social: espera-se que o objectivo de diminuição dos custos unitários venha a contribuir para diminuir as diferenças de riqueza e de nível de vida no interior da CE. O programa VALOREN é uma das vias que poderão ser seguidas, devendo permitir uma melhor articulação entre a política regional e outras políticas comunitárias, inclusivé a da energia.

1.2 Requisitos e potenciais obstáculos à concretização do MIE

A referência a um mercado de energia integra em si uma errónea transparência de homogeneidade relativamente ao sector. Um estudo mais atento mostra-nos que, quer ao nível dos produtos, quer ao nível da sua utilização, o mercado é muito diversificado: em cada país são diferentes os balanços energéticos, os regulamentos, os modelos de organização do sector e as características dos agentes económicos. Ademais, a forma de utilização da energia e a natureza dos agentes que actuam no mercado são muito diversas. Ao mesmo tempo que há oportunidade para que existam mercados competitivos (ex: aquecimento de ar, funcionamento de fornos e produção de vapor), há também monopólios (ex: produção de gás e de electricidade). Tal diversidade de operadores, indo desde a pequena empresa até à multinacional, tem feito com que os estatutos que os regulamentam, nos seus direitos, facilidades e obrigações, divirjam. O facto de a Comunidade se apresentar, ainda hoje, tão compartimentada e com tantos entraves à circulação de produtos (energéticos e outros), pode ser explicado pelas características apresentadas e pela própria evolução histórica de cada Estado Membro. A par com todos os esforços de integração positiva, visando a aplicação de normas de âmbito comunitário e a criação de instituições comunitárias, devem simultaneamente criar-se as condições para uma efectiva integração negativa, postulando a ausência na discriminação do comércio e a supressão das barreiras à circulação; a par com a integração pelo mercado, centrada na livre circulação de factores e suas implicações na afectação de recursos, nos termos de troca e no bem-estar global, deve promover-se a integração pela política económica, clarificando o papel do Estado, abarcando a esfera da produção (e não apenas a da distribuição) e coordenando as políticas económicas.

A criação de um MIE pressupõe um importante trabalho prévio de harmonização das normas nacionais (técnicas, de segurança, de abertura dos mercados públicos, etc) e de consolidação dos objectivos prioritários associados a este sector (segurança no aprovisionamento, solidariedade entre EM's, protecção do ambiente). Subsistem, entretanto, alguns obstáculos à realização do mercado interno europeu, sendo que a maioria dos quais diz respeito às

regulamentações nacionais, cuja origem, muitas vezes histórica, remonta a uma época em que não existia um "espírito europeu". Outros, menos claros, mas não menos eficazes na dificultação das trocas comunitárias, encontram-se ligados a especificações técnicas. Existem ainda entraves de natureza política, onde se contam, por exemplo, os auxílios concedidos às produções nacionais de energia.

Uma das áreas que exigirá uma atenção acrescida por parte dos órgãos comunitários é a da compatibilização do direito comunitário com os monopólios públicos instituídos pelo poder público. Por exemplo, os monopólios de importação ou exportação são incompatíveis com a legislação comunitária. Em todos os EM's existe uma determinada forma de controlo efectivo das importações ou das exportações de gás; inclusivamente o Luxemburgo, que embora não sendo um exportador de GN, tem um controlo efectivo sobre as importações através da sua participação dominante na *Soteg*, o único importador. A base legal para controlo das importações e das exportações é muito diversificada entre países e pouco clara em alguns destes.

A fiscalidade é uma outra área ainda não harmonizada entre os países comunitários. Seria necessário chegar a uma harmonização segundo as orientações das propostas recentes da Comissão sobre a convergência e a aproximação das taxas do IVA. Para que, por exemplo impostos específicos existentes em alguns países, não criem discriminações entre os consumidores de gás natural dos diferentes EM's. Por outro lado, a possibilidade de explorar e extrair o GN baseia-se em licenças, concessões ou autorizações concedidas pelo Estado. Os regimes de exploração e extracção do GN variam também consideravelmente de um EM para outro: o período de validade e as condições são diferentes, nomeadamente no que se refere ao titular da licença. Harmonizar é novamente a palavra-chave.

A existência, no sector do GN, de monopólios ou de quase monopólios de transporte e de distribuição tem uma justificação técnica e económica: evitar um excesso de canalizações num determinado território e respectivas consequências a nível de custos para o consumidor. Todavia, é fundamental assegurar um controlo do respeito das regras de concorrência, nomeadamente no tocante aos preços e tarifas do gás (transparência de preços): é indispensável assegurar a qualquer consumidor que os seus semelhantes em outros países não beneficiam de vantagens artificiais em matéria de formação de preços. De entre as interdições clássicas das cláusulas do direito comunitário relativas à concorrência figuram os acordos de fixação conjunta de preços e de repartição do mercado entre produtores, bem como a discriminação de preços.

Talvez as dificuldades com que a Comissão se tem debatido para formar o Mercado Interno do Gás (e Electricidade), principalmente mediante a promoção do Acesso de Terceiros à Rede, sejam um indício de que a ideia não é plausível ou de que se está a colocar o ênfase na questão errada: a concorrência inter-combustíveis é talvez um objectivo mais lógico que a concorrência inter-empresas gasistas. Na eventualidade de o objectivo da concorrência se vir a revelar inalcançável, a transparência de preços poderá ser tomada como um substituto parcial.

No quadro do mercado único da energia, a liberalização dos acordos de transporte de gás é fulcral e envolve um conceito-chave: *common carrier*, livre acesso ou livre trânsito. O livre acesso transfere uma maior fatia do risco associado à segurança no abastecimento para os consumidores, em troca da (potencial) recompensa de mais baixos preços. Os consumidores passam, então, a ficar mais expostos ao risco de interrupção do abastecimento no curto prazo, bem como aos problemas de cariz político de longo prazo. As empresas de distribuição opõem-se ao novo sistema. Argumentam que vai destruir a tradicional estrutura contratual de longo prazo, logo afectando a segurança no abastecimento, que requer uma regulamentação complexa e burocrática e que os custos de tal empreendimento vão recair na massa de pequenos consumidores residenciais. Os detentores das redes de distribuição não sofrerão necessariamente perdas financeiras com o livre acesso, mas verão o seu poder, como *controllers* do negócio do gás europeu, bastante reduzido. As autoridades deverão sempre procurar proteger o pequeno consumidor. Neste sentido, o agrupamento de pequenos consumidores em consórcios, representados por organizações municipais, poderia exercer poder de mercado e influência política, ao apelar directamente a políticos locais e nacionais.

Saber se a liberalização do mercado gasista europeu traria mais custos ou benefícios, e para que partes, entra já no âmbito filosófico; saber se o esforço e os riscos envolvidos na promoção da concorrência serão frutíferos dependerá de uma abordagem subjectiva da desejabilidade e dos potenciais benefícios advindos do estabelecimento de relações económicas competitivas. Duas posições emergem: uns (os "grandes" da indústria) argumentam que o actual sistema tem funcionado bem; outros afirmam que a indústria de GN, pela sua rígida logística, estruturas contratuais e grande número de consumidores vulneráveis, é incompatível com o sistema concorrencial. Por outro lado, a ligação energética entre o oeste e o leste europeu tende a acelerar, por via da construção de novos gasodutos. Este poderá ser um outro modo de injectar concorrência na indústria. Para que a "nova Europa" seja uma nova região consumidora de gás, há que reafirmar a importância do gás na consciência de Governos, accionistas e gestores. O "combustível ambiental" requer, para sua protecção, fortes *lobbies* políticos. Os grandes tenderão a sê-lo, mas o seu controlo dos acontecimentos tenderá a ser mais disperso numa indústria mais pluralista.



1.2 A energia na vanguarda da cooperação europeia

A cooperação energética com a Europa de Leste e a Carta Europeia da Energia constituem actualmente os elementos essenciais das acções externas da CE no domínio da energia. Surgida no mesmo ano em que os Doze anunciaram o fim da pioneira CECA (que deverá existir até ao ano 2002), a Carta Europeia da Energia é um documento e uma estrutura organizativa que estabelece as regras da cooperação pan-europeia: é a tomada de consciência do carácter político da energia e da sua contribuição para os mecanismos de desenvolvimento das sociedades e das relações pacíficas entre os povos.

Com as profundas mudanças a Leste e o fim da guerra fria, desenharam-se também novos e muito mais ambiciosos cenários de cooperação entre a CE e os Países da Europa Central e Oriental (PECO), visando apoiar as reformas económicas na Europa Central e Oriental, tendo sido a energia eleita como uma das prioridades nas reformas. O grande objectivo da cooperação Leste-Oeste neste domínio é lançar as bases de um "hipermercado energético" e, simultaneamente, da parte dos Quinze, dar resposta ao grande problema do MIE - a pesada dependência em relação ao exterior; para o Leste, é o meio de as suas preciosas reservas energéticas se transformarem em moeda forte.

Um amplo mercado abre-se às empresas ocidentais, que podem maximizar e rentabilizar as imensas fontes de energia de alguns PECO, criando um mercado natural para as suas tecnologias. O sector energético configura, assim, uma área privilegiada para o investimento estrangeiro. Mas há também o quase inexplorado mercado da utilização racional de energia, que se abre à venda de equipamento e serviços, face à actual necessidade de reduzir a excessiva intensidade energética do produto. E ainda a protecção ambiental, que terá de acompanhar o crescimento já europeizado do sector. Nas palavras de um técnico do BERD, trata-se de uma "bola de neve que tende a gerar o meganegócio do século". Em 1991, o capítulo Energia do programa PHARE incluía dotações entre 3 a 5 milhões de Ecus por país. A assistência PHARE concretiza-se essencialmente a nível do *software*, ou seja, assistência técnica, formação, estudos de viabilidade, actividades de redefinição das estruturas regulamentares e institucionais, projectos-piloto de pequena envergadura. Os investimentos não podem ser financiados pelo programa. As acções de cooperação energética da Comissão com os PECO realizam-se igualmente no âmbito do seu programa THERMIE (com vista à penetração no mercado de tecnologias novas e mais limpas) e dos empréstimos aos sectores do carvão e do aço. Além disso, a energia é um dos domínios de cooperação previstos no âmbito dos acordos de associação com a Polónia, a Hungria e a ex-Tchecoslováquia. Para os países da ex-URSS foi criado um programa especial de assistência técnica.

Paralelamente à execução destas formas de cooperação energética, tornou-se necessária uma iniciativa política e económica de maior envergadura por parte da CE. Neste sentido, foi recomendada a criação de uma comunidade energética pan-europeia, tendo em vista reforçar a cooperação económica entre o Leste e o Ocidente, garantir uma maior segurança no abastecimento e desenvolver a eficiência energética e as tecnologias modernas no sector, com realce para os aspectos ambientais. A Carta Europeia da Energia vinha reafirmar os princípios da economia de mercado, criando um ambiente propício aos investimentos indispensáveis à reestruturação das economias dos PECO. Foi assinada em Haia em 1991, por cerca de 50 países. O seu interesse reside na utilização das complementaridades existentes entre os detentores dos recursos, os detentores das tecnologias avançadas e do *know-how* e os mercados de consumo e os investidores concretos. A Carta evidencia esta interdependência no sector energético a nível europeu e o sentido de responsabilidade mútua em matéria de abastecimento e de protecção do ambiente. A ideia da Carta é feliz, pois "casa" os interesses de uma Europa dos Quinze, extremamente dependente do exterior em termos de petróleo, gás natural e carvão, com o centro e leste europeus, possuidores de grandes reservas de petróleo (ex-URSS e Roménia), gás natural (ex-URSS) e carvão (Polónia), mas extremamente carente de divisas para pagar as importações de bens de capital e de consumo corrente da Europa comunitária.

2. Segurança no Abastecimento e Diversificação de Importações

2.1 Especificidades e vulnerabilidades nacionais

A insegurança no abastecimento não é real apenas pela demonstração de que uma significativa proporção da oferta actual é importada [REES 90]. É certo que o comércio internacional, dada a sua natureza, aumenta a probabilidade de ruptura no abastecimento no curto prazo, simplesmente por ser maior o número de factores e potenciais problemas a tomar em consideração. Contudo, a autosuficiência não é garante da inexistência de rupturas no abastecimento. No longo prazo, a escassez de recursos poderá ser real, mas o controlo das importações e a concentração na produção interna são apenas uma solução parcial do problema.

A dependência das importações poderá ser mais problemática no caso de se formarem efectivos cartéis no lado da produção. A questão reside em saber se a experiência da OPEP será viável noutros mercados, nomeadamente o gasista. Vários analistas consideram que é



reduzida a probabilidade de outros cartéis virem a conseguir o mesmo poder de mercado e o impacto económico da OPEP. As razões apontadas prendem-se com:

- a heterogeneidade dos interesses económicos e políticos dos produtores;
- a dependência de alguns produtores para com as receitas de exportação associadas ao negócio do gás: a sua carência em capital e divisas limita a capacidade para proceder a bloqueios na oferta por longos períodos de tempo;
- a natureza dos mercados energéticos: muito embora a elasticidade da procura de curto prazo seja baixa, no médio e longo prazo é considerável e a concorrência de fontes alternativas significativa.

Não obstante, os Governos e as instituições internacionais começam agora a questionar-se sobre duas questões:

- o que aconteceria no caso de se verificar uma ruptura no abastecimento derivada, por exemplo, de querelas políticas num dos grandes produtores ou num país de trânsito do gás?
- e se a oferta não fôr suficiente para cobrir a projectada procura de longo prazo?

Os membros de AIE e da CE concentram-se agora sobre a segurança no abastecimento, numa Europa que cresceu obtendo dois terços do seu consumo de gás de fontes externas. Muito embora a dimensão do mercado do gás não se assemelhe à do petróleo, a interrupção no abastecimento de gás teria inevitáveis repercussões nos mercados de outros combustíveis. Segundo AVATI, a indústria gasista orgulha-se e insiste no facto de, até hoje, ter conseguido a devida segurança, ao criar *stocks* de segurança, ao estabelecer contratos de longo prazo, ao garantir os suficientes *cash-flows* dos investimentos, ao diversificar os volumes e as origens do gás e ao referenciar os preços de mercado aos preços de outros combustíveis [AVATI 95]. A contribuição dos Governos, a nível nacional e internacional, para o garante da segurança do abastecimento, prende-se com a cedência de estímulos ao investimento no transporte de gás e na clarificação dos padrões de desempenho das empresas.

Nas próximas décadas, os membros da OPEP e os países do ex-bloco socialista deverão continuar a dominar o comércio internacional do gás. Os países da OPEP impuseram, no passado, aumentos no preço do petróleo com períodos de pré-aviso muito curtos e, muitas vezes, retroactivamente; a ex-URSS procedeu várias vezes ao embargo das exportações por razões políticas e não foram raras as interrupções nas entregas líbias e argelinas, enquanto decorriam as renegociações do preço. Uma manifestação da instabilidade com que os mercados gasistas europeus se poderão voltar a debater em anos vindouros ocorreu em 1993, quando a empresa russa *Gazprom* deixou de abastecer as ex-repúblicas soviéticas, em particular a Ucrânia. Tais factores vieram acrescer as preocupações relativas à segurança no abastecimento. Não obstante, a relevância das considerações sobre este aspecto do comércio internacional de gás dependerá das condições particulares dos países individualmente considerados.

Quadro II.2.A - Balanço gasista da CE em 1993

	Europa (12)	Bélgica	Dinam.	França	Alem.	Itália	Holanda	Espanha	Reino Unido
1. Produção Comercializada	199,01	0	4,52	3,52	18,68	19,4	84,01	0,63	65,49
2. Importações Intra-Comunitárias	46,52	4,87	0	5	30,37	5,4	0,2	0	0
3. Importações Extra-Comunitárias:	109,15	7,99	0	25,41	35,2	27,57	2,67	6,1	4,21
Noruega	24,74	3,69	0	5,58	8,47	0	2,67	0,12	4,21
Europa Leste	51,24	0	0	10,83	26,73	13,68	0	0	0
Argélia	31,53	4,3	0	9	0	13,89	0	4,34	0
Líbia	1,6	0	0	0	0	0	0	1,6	0
Austrália	0,04	0	0	0	0	0	0	0,04	0
4. Exportações	49,59	0	1,61	0	3,52	0	43,86	0	0,6
5. Consumo Bruto aparente (1)	305,09	12,86	2,91	33,93	80,73	52,37	43,02	6,73	69,1
6. Variações de stock (2)	-0,29	-0,08	-0,13	0,99	-0,9	-0,22	-0,01	0,06	0
7. Produção Bruta Interna (3)	304,8	12,78	2,78	34,92	79,83	52,15	43,01	6,79	69,1

FONTE: Natural Gas in the World
1994 Survey, CEDIGAZ

(1) = 1+2+3-4

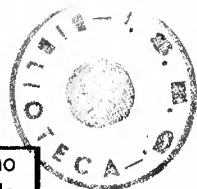
(2) = - aumento nos stocks
+diminuição de stocks

(3) = 1+2+3-4+6

Unidades: mil milhões de m³

A Europa dos Doze era, em 1993, fortemente dependente do exterior: dos cerca de 300 milhões de m³ de consumo aparente, aproximadamente um terço provinha de países não comunitários. Os países que mais se destacaram pela sua dependência no abastecimento face a países terceiros são a França, a Alemanha, a Itália e a Bélgica. Os seus rácios Consumo Aparente / Importações extra-CE são, respectivamente, 134%, 229%, 190% e 161%.

Os países das ex-repúblicas soviéticas dominam no abastecimento não comunitário à Europa, representando 47% das importações. A Holanda é, também, bastante dependente do exterior não comunitário, por via das exportações: cerca de 52% da sua produção comercializada é exportada.



Quadro II.2.B - Cobertura das importações pelas exportações

	CE	Bélgica	Dinam.	França	Alem.	Itália	Holanda	Espanha	Reino Unido
Importações	155,7	12,86	0	30,41	65,57	32,97	2,87	6,1	4,21
Exportações	49,59	0	1,61	0	3,52	0	43,86	0	0,6
Taxa de cobertura (*)	32 %	0%	-	0%	5%	0%	1528%	0%	14%

(*) Exportações / Importações * 100

Em termos de cobertura das exportações pelas importações, é a Holanda, de facto, o principal contribuinte para um índice de cobertura a nível agregado de 32%. Para além do Reino Unido e da Alemanha, nenhum outro país consegue uma relação com o exterior equilibrada no que toca à importação e exportação de gás.

A importância das considerações sobre segurança no abastecimento num dado país dependem da vulnerabilidade do mesmo. Os EUA, por exemplo, com a sua vasta produção interna, um sistema de gasodutos integrado e uma considerável capacidade de armazenamento, é muito menos vulnerável a interrupções no abastecimento do que a Europa Ocidental, onde a flexibilidade do sistema é mais limitada e as importações de países não pertencentes à OCDE representa, em muitos países, cerca de 50% da oferta total (nos EUA, este indicador é de 10%).

Existem, contudo, alguns factores que poderão ponderar a segurança relativa dos projectos de importação de GN, em relação aos acordos de importação de petróleo:

- os recursos gasistas estão mais homogeneamente distribuídos no planeta, pelo que a possibilidade de diversificação da oferta é maior;
- a posição do GN nos balanços energéticos dos maiores importadores da região da OCDE é relativamente pequena;
- a inflexibilidade dos sistemas de transporte e distribuição torna muito difícil o ajustamento a quebras no abastecimento;
- os projectos gasistas estão técnica e financeiramente integrados, são intensivos em capital e estão ligados a condições específicas do projecto, criando incentivos ao produtor para que abasteça numa base ininterrupta.

A interdependência dos mercados energéticos mundiais e da própria economia internacional torna a segurança no abastecimento uma questão de relevância internacional. Dadas as características específicas dos projectos no comércio do gás, o mercado do gás tende a ser dividido segundo linhas regionais. Por essa razão, muitas das vias para lidar com a segurança no abastecimento são de âmbito nacional ou regional, existindo também vastas possibilidades para

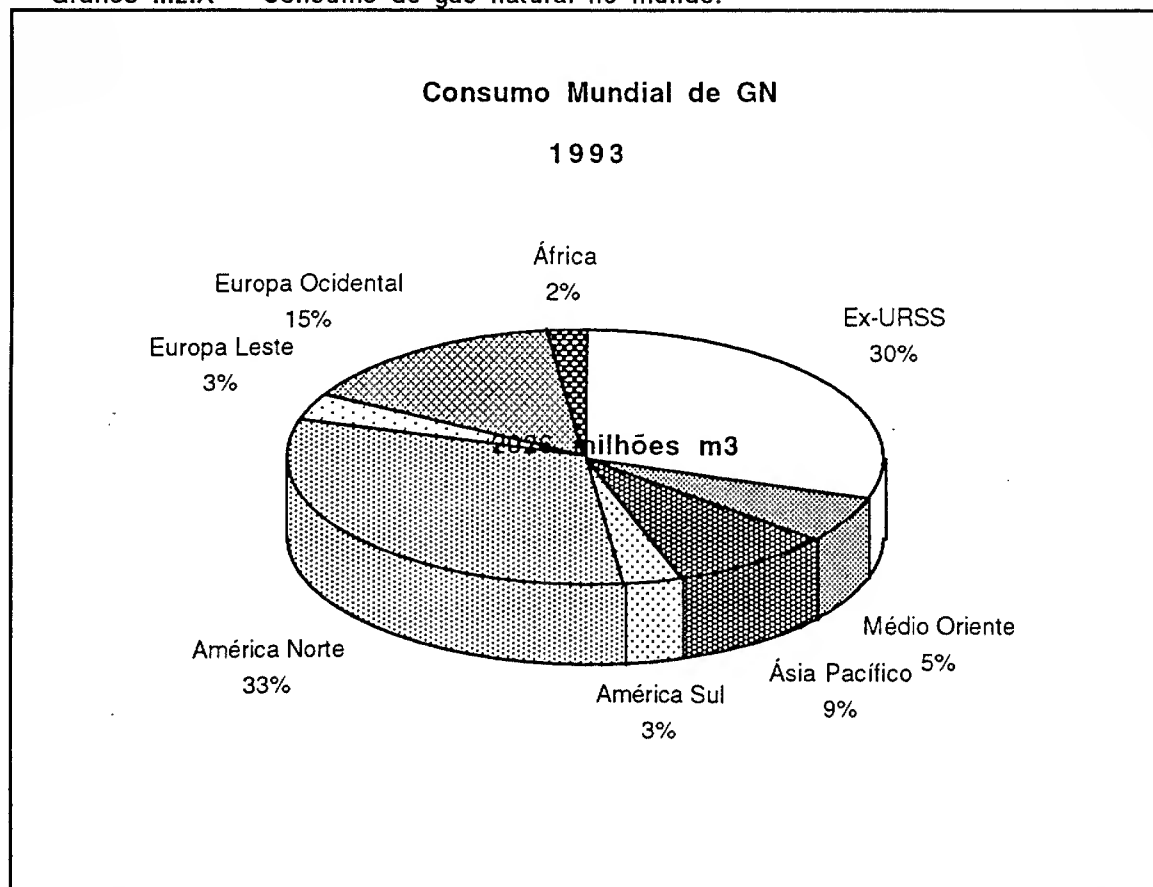
aumentar a segurança via fomento da cooperação internacional (mais uma vez, a Europa é um dos blocos mais interessados em acções deste tipo). A Holanda e a Noruega têm condições para formar um bloco de reservas estratégicas para toda a Europa. Negociações entre estes dois países, o Reino Unido e os consumidores do continente poderão resultar numa produção, armazenamento e transporte integrados, uma vez ultrapassadas eventuais restrições técnicas, políticas e financeiras. A amplitude e o sucesso de tais medidas extravasam a região directamente envolvida, dado o potencial impacto da oferta de gás no balanço energético europeu; daqui a crescente relevância da integração das redes de gás europeias.

2.2 Regionalização dos mercados

Nas próximas décadas é de prever um acréscimo no consumo de GN na Europa ocidental na ordem dos 55%; este crescimento reflecte as atracções económicas e ambientais que o GN suscita, particularmente no sector de produção de energia eléctrica. Com as projecções a indicarem que a produção interna do continente europeu se deverá manter estável, começa a emergir o espectro das restrições do lado da oferta. Com os mais recentes cenários a indicarem que a Europa ficará dependente em 70% de importações no ano 2010, torna-se crucial que se encontrem fornecedores estáveis, de longo prazo, para fazerem face à crescente procura de gás.

O crescimento no consumo do gás tem sido, até agora, diferenciado por regiões: uma expansão sustentada na Europa, na ex-URSS e na região da Ásia-Pacífico foi contrabalançada por algumas oscilações no mercado do gás da América do Norte (cf. **Gráfico III**, em Anexo I). Dada a estrutura do sistema de distribuição, não existe um mercado mundial do gás natural. Existe sim um conjunto de mercados segmentados ou geograficamente separados, dos quais o mercado europeu pode ser considerado como um dos mais importantes. Da análise do **gráfico II.2.A**, podemos constatar a importância do mercado norte-americano, logo seguido pelo bloco das ex-repúblicas soviéticas. No mercado europeu, distinguem-se dois submercados: o Reino Unido e o Continente [GOLOMBEK 87]. O primeiro está limitado às suas próprias reservas e potencialmente à Noruega; o segundo importa GN de diversas fontes (principalmente ex-URSS, Argélia e a Noruega).

Gráfico II.2.A - Consumo de gás natural no mundo:



Fonte: "Natural Gas: World Reserves and International Markets",
Pieter Dekker, 1994

Embora a produção endógena cubra 65% do consumo total, a Europa continental vai depender crescentemente das ofertas da Argélia, da ex-URSS e da Noruega. Este facto ergue questões relativas à possibilidade de ruptura no abastecimento, devida por exemplo, a condições físicas em ambientes hostis (como a Sibéria ou o Mar do Norte), a disputas laborais ou a factores políticos. Um meio de os países europeus se precaverem contra estes riscos poderá ser a diversificação óptima. É possível demonstrar que, inclusivamente nos casos em que todos os fornecedores revelam o mesmo risco de interrupção do abastecimento, a diversificação é óptima para o consumidor [GOLOMBEK 87]. Isto é, o consumidor maximizará a utilidade se dispersar a sua procura por mais de um fornecedor, mesmo que um deles consiga oferecer todo o gás a um preço inferior. O "prémio" conseguido por cada fornecedor dependerá da elasticidade-preço de curto prazo, das capacidades de produção e das probabilidades de interrupção do abastecimento.

Estando a Noruega disposta a aceitar uma quota de mercado na Europa Ocidental inferior à da ex-URSS, aquele país poderá cobrar um preço superior ao do praticado por esta última. Este "prémio" positivo não depende do facto de o gás soviético ser mais arriscado que o gás

norueguês; é apenas necessário que subsista algum risco de ruptura no abastecimento por parte dos países da ex-URSS e que o correspondente risco norueguês não seja superior ao daqueles países. Os factores que determinam a magnitude do prémio são as elasticidades de curto prazo, as probabilidades de ruptura e o montante normal de entregas afectadas por uma eventual ruptura. Temos, portanto, que uma atenuante no impacto de uma interrupção do abastecimento a uma dada região será a flexibilidade da oferta, mediante contratos mais flexíveis (no caso de interrupções de curto prazo) ou produção endógena excedentária (para fazer face a rupturas de longo prazo). As medidas que tendem a reduzir o impacto de rupturas no abastecimento não são, porém, isentas de custos; estes assumirão o valor máximo correspondente à disposição do consumidor para diversificar as suas importações. Sabendo que os impactos de rupturas parciais são mais fáceis de evitar e que acarretam menos custos, a flexibilidade da oferta poderá ter o mérito de transformar uma ruptura total numa ruptura parcial.

2.3 Medidas para obstar à vulnerabilidade

A responsabilidade da exploração do gás e da segurança no aprovisionamento dizem respeito, antes de mais, às empresas envolvidas e não aos poderes públicos: aos Governos cabe a criação de um quadro global propício ao funcionamento dos mercados [FERRITER 94]. Contudo, considerações políticas influenciam sempre o grau desejado de dependência. Obstar à vulnerabilidade implícita na dependência energética requer a formação de um portfólio equilibrado de oferta (particularmente quando um país é fortemente dependente das importações), o que acarreta custos acrescidos e algumas dificuldades logísticas. O objectivo de garantir a segurança energética é conseguido através da mundialização dos mercados da energia, da crescente interdependência entre os grandes intervenientes deste mercado e de imperativos de protecção do ambiente.

O elevado nível de dependência nas importações de combustíveis tem sido o elemento privilegiado da maioria das iniciativas de política energética no pós-primeiro choque petrolífero. Na próxima década, não obstante todos os esforços em sentido contrário, a dependência de fontes externas de GN tenderá a crescer, pelo que se tenderá a apostar na interligação das redes gasistas entre países comunitários como meio de evitar a excessiva dependência externa. A integração das redes de transporte é o principal instrumento à disposição dos países para assegurar o aprovisionamento e obstar a interrupções inesperadas e indesejáveis. As interconexões proporcionam economias no transporte do gás e facilitam as transacções entre compradores, com o intuito de evitar transferências físicas de gás desnecessárias e de elevar o custo pelo transporte ao longo de grandes distâncias. O risco de interrupção no abastecimento devido a problemas técnicos no lado da oferta, em especial nos projectos de GNL, poderá ainda

ser reduzido através da transferência de tecnologia, do delinear de estratégias de marketing e de planos de contingência.

Desde há muito que as empresas gasistas reconhecem o optimismo e o potencial de lucro que existe na Europa de Leste, não obstante os abalos provocados pela recente desintegração política; reconhecem também que a integração desta região no sistema ocidental não será directa, invariavelmente envolvendo mecanismos, como por exemplo o comércio de compensação (*barter trade*), destinados a lidar com a tradicional carência em financiamentos do leste europeu. Estes países terão previamente de erradicar muitas das barreiras aos investimentos do sector privado e de autonomizar empresas públicas, antes monopólios naturais; o estímulo ao investimento estrangeiro requer a credibilização da orientação de mercado, com esquemas contratuais, regulamentares e de preços adequados. Não obstante, continuará a ser vedada aos investidores estrangeiros a obtenção da maioria das participações nos sectores energéticos estratégicos.

Um outro beneficiário da integração das empresas de gás do leste e do ocidente é o sistema de gasodutos russo. O BERD estabeleceu um acordo com a *Gazprom* para melhorar a eficiência e a *performance* ambiental do actual sistema de transporte do gás. A *Ruhrigas*, da Alemanha, acordou também na melhoria da eficiência dos sistemas de distribuição urbana do gás e a *Wintershall* tem cooperado na modernização do actual sistema de transporte. As perspectivas para as indústrias dos países mais periféricos, tais como a Estónia ou a ex-Jugoslávia, são menos certas. Considerações políticas continuarão inevitavelmente a influenciar o comércio do gás nesta região. Um claro exemplo deste facto ocorreu no verão de 93 quando as entregas de gás à República Báltica da Estónia foram cortadas por alguns dias; o argumento apresentado pela Rússia foi o não pagamento dos volumes contratados; para os naturais da Estónia, a braços com o debate sobre a independência, o bloqueio foi determinado por razões económicas e políticas.

No país consumidor, é possível mitigar as consequências de uma interrupção no abastecimento através:

- da diversificação das fontes de importação;
- da promoção de flexibilidade dos contratos de importação;
- do garante da existência de um mercado substancial de consumo descontínuo;
- do incentivo à compra de equipamento dual e à manutenção de *stocks* de emergência do combustível alternativo;
- do aumento da capacidade do *stock* de emergência; saliente-se que o armazenamento que existe actualmente nos países da OCDE não é estratégico: são apenas os montantes

requeridos para equilibrar consumos desiguais e uma reserva de contingência para obstar a falhas técnicas no sistema interno;

- do incentivo à integração da rede de distribuição de âmbito internacional; esta medida é particularmente importante para o caso europeu, onde a ligação das Ilhas Britânicas ao continente e a ligação do Norte de Itália e de Espanha a França aumentaria significativamente a flexibilidade e a segurança dos consumidores europeus;
- o crescente ênfase no *marketing* do gás dos contratos interruptíveis, a promoção do equipamento dual, bem como a disponibilidade de combustíveis de *backup*.

Tais medidas deverão ser prosseguidas, quer a nível nacional, quer através da cooperação internacional. Reconhece-se, porém, que as mesmas medidas de contingência envolverão significativos custos adicionais, os quais deverão ser cobertos conjuntamente por produtores, consumidores e contribuintes. A um nível mais agregado, os meios privilegiados para o alcance deste mesmo objectivo são a promoção da diversificação das fontes de origem, a provisão de capacidades de armazenamento acrescidas, o incentivo a uma maior concorrência e o estabelecimento de contratos mais flexíveis.

3. A Renovada Consciência Ambiental e as Implicações da Cadeia Gasista

3.1 O GN como fonte de energia limpa

Num mundo em que predominam os combustíveis fósseis, é de esperar que a sua parcela no consumo total de energia se mantenha em cerca de 90%, pelo que as emissões de dióxido de carbono tenderão a crescer. Os dados sobre a emissão de poluentes revelam que a utilização do gás é muito mais atractiva que a utilização de outros combustíveis fósseis. Quando comparado com outros combustíveis, o GN é uma fonte de energia relativamente limpa: a sua produção, transporte e utilização é particularmente vantajosa do ponto de vista ambiental, pelo que a OCDE tem recomendado a sua utilização generalizada. As operações gasistas propriamente ditas não têm impacto de maior sobre o ambiente; as fugas de gás geram uma ligeira poluição, que poderá ser desprezível se se verificarem em regiões não povoadas.

O GN é o combustível que gera menos resistência ambiental, o que lhe poderá conceder um prémio, pelo nível de aceitação pública que consegue [STERN 90]. O gás não liberta enxofre nem nitrogénio na combustão e liberta menos 40% de dióxido de carbono que o carvão e menos 20% do que o petróleo. É na redução das emissões de carbono, onde os progressos



tecnológicos têm sido ínfimos, que as suas vantagens são mais evidentes, pelo que tem sido um combustível favorecido por medidas de política ambiental.

O GN revela, porém, dois aspectos inimigos do ambiente: a libertação de metano nas operações comerciais (o metano permanece mais tempo na atmosfera do que o dióxido de carbono), embora o seu potencial de aquecimento global do planeta seja menor; e a perda de vidas humanas devidas a explosões residenciais. Potenciais problemas de segurança, tais como o risco de explosão, poderão ser evitados mediante cuidadosos sistemas de planeamento e monitorização e de um *design* adequado. Embora as implicações ambientais na cadeia gasista não sejam significativas, importa identificá-las e compará-las com outros combustíveis, para que desde logo possam ser consideradas, de modo a garantir a protecção dos operadores, do público e do ambiente:

3.2 Na fase de exploração e produção

Uma vez que o gás é usualmente produzido em conjunção com o petróleo, torna-se muito difícil diferenciar precisamente as implicações das operações de produção afectas a um e a outro. Precauções contra a possibilidade de gerar poluição são desde logo consideradas como partes integrantes do processo de exploração e o progresso tecnológico tem estado também, ao longo do tempo, ao serviço da protecção ambiental. Embora subsistam alguns riscos (mínimos, comparados com as operações petrolíferas), a taxa de acidentes é bastante baixa na fase de exploração e extracção de gás. O grande desafio que se coloca actualmente é a extensão da exploração para áreas geográficas de maior risco, como o Ártico, oceanos de grande profundidade e áreas propícias à actividade sísmica. Tais empreendimentos levarão certamente ao refinamento dos padrões de segurança, inspecção e manutenção: a regulamentação governamental, em estreita cooperação com a indústria, deverá acompanhar de perto o desenvolvimento tecnológico nesta área.

3.3 No transporte e na distribuição

3.3.1 Por gasoduto

O gasoduto é a mais vulgar forma de transporte de GN. O impacto ambiental da instalação de gasodutos varia de acordo com o tipo de meio onde são instalados: por via terrestre, a erosão poderá gerar rupturas no gasoduto, ao passo que os gasodutos marítimos não têm problemas específicos a si associados. Nos gasodutos são instaladas válvulas (cada 16 ou 50 km), muitas

das vezes automáticas, que têm a função de delimitar secções e facilitar a manutenção. Os poucos acidentes relacionados com a operação dos sistemas de transporte resultam muitas vezes da corrosão, de danos causados por forças exteriores (tais como a construção e o tempo), de defeitos de construção ou da danificação do material. A probabilidade de se virem a gerar rupturas aumenta com a idade do sistema, pelo que os sistemas mais antigos requerem cuidados adicionais de manutenção e de supervisão.

3.3.2 De GNL

Sob esta forma, os riscos envolvidos nas operações gasistas são elevados, mas a probabilidade de virem a suceder é baixa. As questões de segurança mais relevantes têm a ver com a localização dos terminais de recepção, com o *design* das instalações de armazenamento e com medidas que garantam a segurança na navegação. No que toca à localização dos terminais, no caso de vazamento, a possibilidade de explosão e incêndio existe sempre, pelo que se deve ter em conta a distribuição da população nas zonas mais próximas. Uma condição necessária é que o terminal se situe num porto com profundidade suficiente para acomodar os metaneiros. A proximidade à rede de gasodutos e aos mercados, a possibilidade de ocorrência de desastres naturais ou resultantes de actividades humanas, bem como a segurança na navegação (com possibilidade de restringir a navegação para a entrada ou saída de um metaneiro) são considerações adicionais a não menosprezar. Até à actualidade, não se verificaram colisões entre metaneiros, mas dois deles encalharam. Com o aumento da circulação por esta via, é provável que tais acidentes venham a ocorrer mais frequentemente, para o que se tem procurado reforçar a regulamentação internacional que governa esta área. Uma zona de potencial preocupação é a do Canal da Mancha.

3.4 Nas utilizações finais

Uma vez transportado, o gás atinge zonas populacionais bastante povoadas e é transferido para um sistema de gasodutos mais pequeno para distribuição aos agregados familiares, às indústrias e aos edifícios comerciais. Em alguns países, os sistemas de distribuição são bastante antigos; nestes casos, as fugas de gás podem causar problemas aos edifícios e perigar a vida humana, pelo que é de promover a inspecção periódica das canalizações.

Em conclusão: Os impactos referidos parecem ser menos sérios que os associados à produção, transporte e utilização de outras fontes de energia. A expansão do uso do gás, tendo em vista a redução dos requisitos em petróleo, parece pois não estar limitada por factores ambientais. Uma vez ultrapassadas as considerações relativas ao preço e à segurança, a utilização mais

generalizada de GN poderá aumentar significativamente nas próximas décadas, com contribuições bastante positivas para a melhoria do ambiente. Uma acção concertada dos poderes públicos em favor do progresso tecnológico poderá contribuir sensivelmente para a atenuação e para a solução dos problemas ambientais. É fundamental tomar em consideração os objectivos ambientais nos programas nacionais de I&D em matéria de tecnologia energética, de modo a criar sistemas e mercados energéticos flexíveis e aceitáveis do ponto de vista da protecção do ambiente [FERRITER 94].

3.5 A integração de objectivos ambientais na política e no planeamento energéticos

A melhoria da qualidade ambiental do planeta vai depender largamente da orientação que vier a ser imprimida às políticas de desenvolvimento económico e social nos próximos anos. Importa, desde já, integrar o ambiente no processo de planeamento, de modo a precaver contra eventuais problemas, então irremediáveis. Foram criadas condições favoráveis para alteração do modo de elaboração dos planos e as políticas energéticas a partir do momento em que se promoveram políticas ambientais activas. Tal foi possível mediante a publicação de legislação importante sobre poluições, a instauração de normas, regulamentos, incentivos ou taxas, em paralelo com um crescente esforço de investigação no domínio tecnológico.

Actualmente, porém, a maioria das poluições geradas pelo uso de energia não está sujeita a normas nem a restrições ambientais. A modificação dos esquemas de utilização de energia, no sentido de redução de emissões, pode resultar:

- num acréscimo de rendimento energético;
- numa modificação possível da forma de energia utilizada, geradora de menor poluição;
- numa alteração dos equipamentos de conversão de energia;
- na aplicação de dispositivos de controlo de poluição.

Os debates em curso no mundo industrializado relativos à aplicação dos chamados impostos ecológicos aos combustíveis abrem perspectivas dissuasoras do seu consumo desmesurado. As ecotaxas significarão também um agravamento da insatisfação dos produtores, uma vez que reforçarão a transferência de receitas para os importadores. A CE planeia a aplicação de um imposto comunitário sobre todas as fontes de energia não renováveis, destinado a reduzir as emissões de dióxido de carbono (o gás que é o principal responsável pelo aquecimento global). Se este imposto for aprovado poderá alterar a atitude da indústria face ao consumo de energia e obrigar os Governos a adoptar medidas semelhantes ou proporem estratégias alternativas eficazes no combate ao aquecimento global. "Uma nova taxa específica é o meio mais

adequado para dar uma indicação a longo prazo relativa no tocante aos preços e suscitar uma modificação do comportamento económico de 340 milhões de consumidores de energia", declarava a Comissão. E recomendava que:

- a taxa especial deveria equivaler a 10 dólares por barril: 50% da taxa, no máximo, seria aplicada às fontes de energia não renováveis e o resto aplicar-se-ia somente aos combustíveis à base de carvão;
- a taxa deveria ser neutra do ponto de vista fiscal: os Governos poderiam, por exemplo, restituir aos contribuintes as receitas da taxa, reduzindo outros impostos ou concedendo incentivos fiscais aos sistemas de protecção do ambiente ou aos sistemas com maior eficácia energética;
- as indústrias intensivas em energia e que participam no comércio internacional seriam parcial ou totalmente isentas da taxa, até ao momento em que os principais concorrentes da CE (EUA, Japão) adoptassem medidas similares;
- um financiamento comunitário fosse posto à disposição dos EM's menos desenvolvidos, para os ajudar a compensar o custo económico global da taxa e de outras medidas do pacote estratégico de luta contra o dióxido de carbono. Este sistema de *burden sharing* poderia também adoptar a forma de uma introdução mais progressiva da taxa e das outras medidas nestes Estados.

Ademais, o imposto dependerá de consultas aos EM's, os quais assumem uma importância crucial em todo o processo: a CE não tem poderes fiscais e tem de confiar a cobrança do imposto aos Estados nacionais. Ora, o empenho e a colaboração destes está parcialmente dependente da sua própria política e dos seus recursos energéticos, pelo que também neste ponto, as opiniões divergem. A Alemanha, a Grã-Bretanha e a Espanha, países que possuem grandes reservas de carvão, receiam que um imposto sobre o carbono reduza a competitividade das suas indústrias; Portugal e a Grécia temem que os efeitos de curto prazo do imposto sobre o carbono paralise as indústrias nacionais; a França, por seu turno, havendo criado uma indústria nuclear em expansão, não se opõe muito ao novo imposto; este é defendido pela Dinamarca, ao mesmo tempo que os italianos propõem a taxação de todas as emissões atmosféricas.

Bruxelas, por seu lado, interroga-se com os acontecimentos na Holanda, um país rico em GN, um combustível relativamente inócuo para o ambiente. O Governo holandês, que tem preocupações ecológicas muito acentuadas, suscitou uma tempestade de protestos das empresas ao propôr a imposição unilateral de um imposto sobre o consumo de energia, antes da entrada em vigor do imposto proposto por Bruxelas, o que viria a duplicar o preço dos principais combustíveis fósseis. Este imposto, ao acrescentar-se a encargos de promoção de tecnologia ecológica e a outros impostos de protecção ambiental, levou grandes multinacionais sediadas na Holanda a ameaçarem transferir os seus investimentos para o estrangeiro, alegando

que o mesmo comprometeria a sua competitividade. Porém, parece estar demonstrado que os países que evoluíram mais rapidamente para a imposição unilateral de normas mais severas de protecção ambiental e para o aumento dos preços da energia são também os países que estão no lugar cimeiro da lista dos países com economias mais fortes. Tal severidade da política nacional impeliu a indústria a recorrer a tecnologias de produção mais eficientes, gerando amplas poupanças de energia, a redução da emissão de resíduos e maiores remunerações do capital.

O facto é que se conhecem bem as emissões poluentes resultantes do sistema energético, mas conhecem-se mal os impactos ao nível da saúde humana, das florestas, do meio ambiente em geral, pelo que os critérios de avaliação podem ser diferentes. Tais situações têm gerado previsões e cenários muito distintos na integração da problemática ambiental na programação dos sistemas energéticos: há que identificar e hierarquizar os riscos e depois traduzi-los para o sistema económico. Neste âmbito, como em tantos outros, duas posições se manifestam:

- a visão liberal, que argumenta que a melhor maneira de dar um preço ao ambiente é através da quantificação das externalidades e repercuti-las no preço, sob a forma de custo de agressões energéticas;
- a visão dirigista: a via privilegiada deverá ser a regulamentar, limitando determinadas actividades como modo de atacar as possibilidades de poluição.

A gestão da ecotaxa aparece ligada, à partida, ao efeito de estufa e à limitação dos impactos da emissão de dióxido de carbono, emergindo, portanto, como um misto das duas visões. O grande objectivo é, como vimos, desincentivar o uso de energias fósseis, em particular as que libertam mais dióxido de carbono, ou implementar um processo que as limite. Por exemplo, a substituição de petróleo por GN é a grande base segundo a qual é feita a proposta das ecotaxas. A curto prazo, a introdução do GN geraria certamente melhorias substanciais em termos de eficiência e qualidade energéticas, ao mesmo tempo que se abririam portas à introdução das energias renováveis (hídrica, eólica, solar, biomassa) no médio/longo prazo.

Os instrumentos para alcançar tais objectivos são de cariz intervencionista e abrangem a introdução de programas para apoiar tais prioridades, bem como a ecotaxa. Na perspectiva comunitária, aqueles programas (THERMIE, SAVE, ALTENER...) não são suficientes para favorecer a inflexão necessária na emissão de dióxido de carbono, pelo que seria necessário um instrumento económico através dos preços, aplicando a taxa fiscalmente neutra. O GN surge, portanto, como uma alternativa apoiada pela CE, no sentido de que vai ser objecto de uma menor taxação prevista. Os valores apontados para as ecotaxas a aplicar no ano 2000 são:

14 dólares para o petróleo, correspondendo a 75% do preço prospectivado

10 dólares para o carvão, correspondendo a 50% do preço prospectivado

5 dólares para o gás, correspondendo a 25% do preço prospectivado.

Marcadamente, o GN tem muitas potencialidades de se tornar no combustível "menos negro" da Europa do século XXI. Face ao actual estado de desenvolvimento das energias renováveis, é de esperar que alguns aspectos legais e de sensibilização contribuam para que as quotas de energias limpas atinjam níveis capazes de conter a degradação ambiental. As controversas taxas ecológicas não deixarão, porém, de colocar em lados opostos consumidores e produtores de petróleo.

Dados os longos períodos requeridos para o desenvolvimento de novas fontes de energia e para a alteração do padrão de consumo energético, é fundamental que o planeamento e as políticas energéticas adoptem como horizonte de trabalho o médio e o longo prazo. As reacções ao aumento do preço do petróleo em 73/74 e 79/80 (alterações no comportamento dos consumidores, os investimentos em equipamentos utilizadores de combustíveis alternativos, etc), em paralelo com a sobreprodução de petróleo, tornaram o futuro preço do petróleo muito incerto. O processo estrutural de redução da dependência deste combustível inclui medidas que visam uma crescente eficiência e a substituição por outros tipos de combustíveis, com vista a obter a desejada combinação de fontes de energia.

4. O Futuro Mercado Europeu do Gás

1. Reservas, recursos potenciais e produção física potencial de gás

A definição de reserva não é uniforme entre países. Não obstante, é possível classificar as reservas em reservas provadas, prováveis e possíveis. As reservas provadas correspondem a descobertas cuja produção é viável nas actuais condições económicas e técnicas; as reservas prováveis são as reservas que revelam uma boa probabilidade de virem a ser exploradas em condições similares às das reservas provadas; as reservas possíveis correspondem a jazigos identificados, mas cuja identificação é dúbia. Para além destas três categorias de reservas existem ainda os recursos potenciais, os quais correspondem a jazigos ainda não identificados.

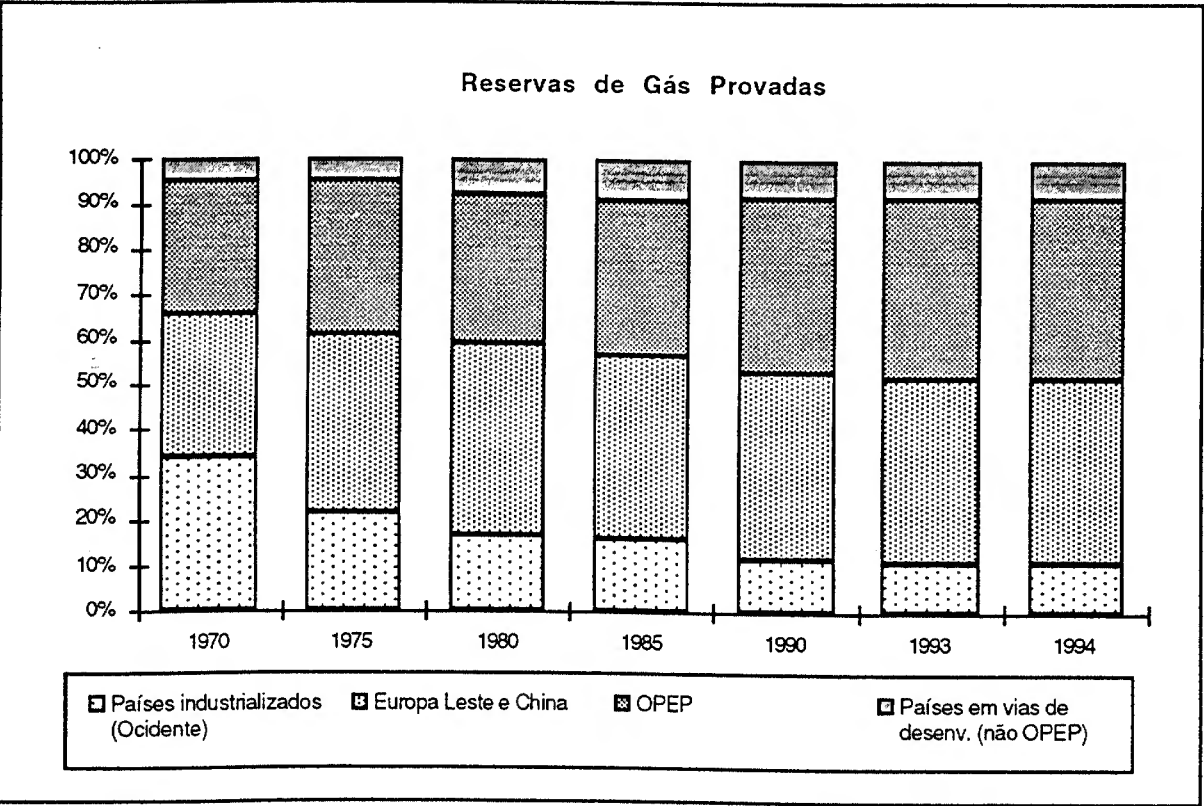
Teoricamente, existe mais gás que petróleo no mundo, em termos caloríficos. No entanto, a ainda limitada exploração e o facto de as reservas até agora descobertas serem inferiores às de petróleo, gera alguma desconfiança no mercado. À corrente taxa de produção, não incluindo os

volumes reinjectados, as reservas de gás provadas durariam para 40 anos. Mas inclusivé, com níveis de produção optimistas, a vida útil das reservas recuperáveis é longa.

Quadro III.1.A - Reservas mundiais provadas (1994): evolução por zona geográfica

	1970	1975	1980	1985	1990	1993	1994
Países industrializados (Ocidente)	13 435	13 650	12 996	15 808	15 255	16 197	16 763
Europa Leste e China	12 647	24 678	32 273	38 794	53 629	58 618	60 208
OPEP	11 405	21 695	25 626	33 195	50 001	58 388	58 555
Países em vias de desenv. (não OPEP)	1 956	3 044	5 976	8 625	11 373	12 226	12 697
Total Mundial	39 443	63 067	76 871	96 422	130 258	145 429	148 223

Unidades: Mil milhões de m3



Fonte: Natural Gas in the World, 1994 Survey, Cedigaz

Por zona geográfica, os países industrializados têm baixado o seu peso relativo na dotação mundial de reservas. Os países de Leste, a China e os países da OPEP, por seu turno, cresceram ao longo dos anos em termos relativos e absolutos. O Leste e a China ascendiam, em 1994, ao estatuto de maior bloco gasista.

A variação dos preços do petróleo pode tornar as reservas gasistas comercialmente (in)exploráveis [IEA 82]. Na ausência de um mercado viável para o gás, este é queimado ou reinjectado, com vista a maximizar a recuperação de petróleo ou a adiar a decisão sobre a exploração do gás (cf. **Quadro V**, Anexo II). A utilização futura dos fluxos de gás associado são difíceis de estimar. Os produtores terão de tomar, entre outras, duas decisões: queimar ou não queimar o gás e como utilizar as correntes do gás não queimado. Os principais determinantes são considerações técnicas e económicas, nomeadamente a composição do gás, a escala mínima eficiente, a localização do gás associado e as perspectivas de mercado, a par com considerações de cariz político.

A principal conclusão a retirar de uma análise mais cuidada das reservas de gás mundiais é que a base de recursos é suficientemente vasta para suportar uma expansão da produção e comércio do gás (cf. **Gráfico IV**, Anexo I). A maior parcela (cerca de 40%) das dotações gasistas localiza-se nos países do ex-bloco socialista. O Médio Oriente e o Irão destacam-se também pela magnitude das suas reservas, com um total de 22 850 milhões de m³ e 19 600 m³, respectivamente. Conjuntamente, detêm 31% das reservas mundiais de gás. O vasto e sólido continente norte-americano representa apenas 5% das reservas provadas a nível mundial; a posição da Europa é semelhante - a sua parcela não ultrapassa os 4%.

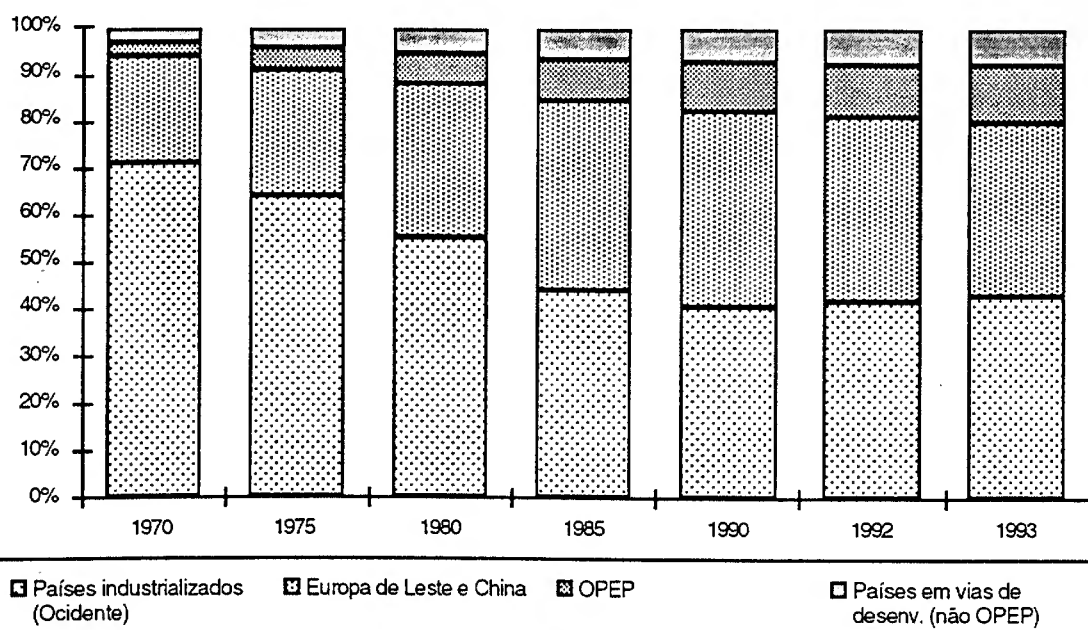
A grande questão reside em saber se subsiste um clima económico e político favorável ao desenvolvimento da exploração destes recursos. Não levando em conta as fontes de gás não convencional, os recursos gasistas suportam uma produção crescente. Contudo, os rácios reserva/produção diferem marcadamente entre regiões. Face ao actual padrão geográfico de produção, é de esperar que a parcela de produção dos países ocidentais venha a baixar, o que, como vimos, levará ao revitalizar das repercussões que uma acrescida dependência face ao exterior possa vir a gerar.

Quadro III.1.B - Produção de gás comercializável (1994): evolução por zona geográfica

	1970	1975	1980	1985	1990	1992	1993
Países industrializados (Ocidente)	736,8	806,0	838,6	765,1	835,8	881,9	923,0
Europa de Leste e China	236,6	343,3	496,8	709,9	866,9	819,4	805,5
OPEP	32,3	60,5	97,1	152,4	220,0	242,0	255,4
Países em vias de desenv. (não OPEP)	34,4	53,6	86,6	114,9	148,5	162,4	174,4
Total Mundial	1040,1	1263,4	1519,1	1742,3	2071,2	2105,7	2158,3

Unidades: Mil milhões de m³

Produção Comercializável de Gás



Fonte: Natural Gas in the World, 1994 Survey, Cedigaz

2. Perspectivas de mercado para o ano 2000

Os cenários energéticos tomam como base indicadores precisos sobre a taxa de crescimento da economia, bem como a estrutura do mesmo, os preços da energia, a disponibilidade de reservas, a inovação tecnológica e a reacção às políticas governamentais. Torna-se muito difícil a conciliação de todos estes factores para prever a oferta e a procura dos próximos anos. Contudo, a base de construção de cenários dispensa a extrapolação a partir do passado: o que prevalece é o longo prazo e a instabilidade estrutural relega, desde logo, para segundo plano, muitos dos modelos econométricos. Não obstante, os cenários são instrumentos de análise úteis na determinação do que poderá acontecer sob certas circunstâncias. Como tal, são úteis na explanação das orientações e no delinear das estratégias e opções energéticas.

Futuramente, é de esperar um papel mais ampliado do gás nos balanços energéticos europeus. A disponibilidade de reservas e as condições propícias em termos de preço e oferta são reforçadas por um factor-chave: a tentativa de reverter a degradação ambiental e melhorar os padrões de emissão industrial, para o que se revelarão fundamentais medidas de política do lado da oferta (como o incentivo à utilização de combustíveis menos agressivos do ambiente),

mas principalmente do lado da procura (medidas de conservação e utilização racional de energia).

Paralelamente ao forte crescimento nos sectores residencial e comercial e ao menor crescimento no sector industrial, existe ainda potencial para a duplicação do gás usado na geração de electricidade. Antes de 1973, o GN era tomado como sendo valioso demais para ser utilizado na produção de electricidade. A Holanda foi, nos anos 80, o primeiro país a inverter esta postura. No final desta década, a fase de decréscimo da utilização do GN na produção de energia eléctrica havia sido superada. As razões da perda de quota de mercado deste sector ao longo dos anos 70 e 80 residiram no facto de ser quase impossível destronar o carvão e o petróleo, dada a protecção que lhes era concedida pelos Governos. Com a abolição de tal protecção, emergiu a hipótese de o gás poder vir a competir, em termos de preços, com outros combustíveis concorrentes no segmento da produção de energia: os exportadores manifestaram disponibilidade para estabelecer contratos de longo prazo a preços capazes de competir com o carvão. Dadas as vantagens ambientais do gás, uma competitividade estritamente numérica poderá não ser necessária [STERN 90].

As perspectivas de evolução do mercado do gás europeu até ao ano 2000 têm de ser feitas considerando dois cenários distintos: um primeiro, em que se estabelece a ligação do continente ao Reino Unido, via gasoduto do Canal da Mancha, e um segundo que retrata a ausência de tal ligação. Esta questão é particularmente importante para a Noruega que é, até ao presente, o único exportador para o Reino Unido. A ligação terá certamente efeitos positivos no consumo: a concorrência acrescida no mercado britânico exercerá pressão para a baixa dos preços, logo criando condições para o aumento do consumo; por outro lado, a produção interna tenderá a baixar e as importações a aumentar (os preços no continente tenderão, porém, a baixar, por efeito da pressão da procura acrescida). A Noruega será o grande perdedor, pois verá baixar as suas exportações para o Reino Unido (então com um mais vasto portfólio de oferta), mas parte desta perda será compensada por exportações acrescidas para o Continente. Aliás, as perspectivas de evolução futura da procura são particularmente relevantes para a Noruega, que tem sido um fornecedor importante da Europa e que espera ver aumentada a sua produção e a sua quota de mercado no futuro.

Com a produção holandesa limitada por razões políticas e com a redução da produção no Reino Unido e na Noruega, serão os países da ex-URSS que colherão os frutos de uma integração do mercado gasista europeu, pois verão as suas exportações substancialmente aumentadas. A ligação via Canal da Mancha pavimenta, portanto, o caminho das exportações soviéticas. Com a construção do gasoduto do Canal da Mancha, o consumo total na Europa Ocidental tenderá a aumentar por via do consumo acrescido do Reino Unido. A ex-URSS ganha e os noruegueses

perdem com tal projecto. Para os consumidores e produtores britânicos, o projecto afigura-se como benéfico.

As reais incertezas que existem, quer do lado da procura, quer do lado da oferta de gás nos países da OCDE, em particular no que respeita aos aspectos geológicos, às tendências futuras dos preços e às políticas dos países produtores e potenciais exportadores, deixam antever a necessidade de recorrer a importações líquidas de gás, sendo, porém, indiscutível o facto de os níveis de procura e produção estarem relacionados. A adopção de medidas de política são necessárias, mas não suficientes, para eliminar as crescentes quantidades de gás importado de países não-OCDE, o que levanta, como vimos, algumas considerações relativas ao grau de dependência e à segurança desejada.

A segurança no aprovisionamento é uma das questões que os Governos dos países importadores irão ter de incorporar no delinear do planeamento e das políticas energéticas para os próximos anos. É de pouco interesse substituir importações de petróleo incertas e vulneráveis por importações de gás nas mesmas circunstâncias [IEA 82]. O gás poderá servir de base de sustentação ao processo de alteração estrutural que visa reduzir a dependência do petróleo nas economias dos países industrializados. Algumas medidas poderão ser tomadas, a nível nacional e internacional, para minimizar as consequências de potenciais interrupções da importação de gás. O suporte político será fundamental, bem como uma significativa dose de realismo e equilíbrio em ambos os lados das negociações internacionais.

3. Perspectivas sobre a evolução da produção

Neste ponto, avaliam-se as futuras potencialidades gasistas de alguns dos maiores produtores mundiais.

Nos EUA, as políticas gasistas têm sido orientadas por uma miríade de regulamentações que tenderam a reduzir a flexibilidade do sistema, a arrastar o desenrolar dos projectos e a restringir o aumento dos preços, logo limitando a exploração. Tais factores levaram a um declínio nas reservas de gás e na produção para comércio interestatal. A nova legislação procurou criar incentivos à exploração de recursos com maior risco, ao mesmo tempo que procurou restringir o aumento do preço nas reservas convencionais e controlar o preço nas reservas anteriormente descobertas. Dadas as incertezas que subsistem relativamente às reservas existentes no Alaska, as estimativas relativas às reservas adicionais dos EUA variam significativamente. O maior problema relacionado com a exploração e desenvolvimento dos jazigos de gás do Alaska prende-se com a ausência de um sistema de transporte do gás para Estados mais distantes,

bem como com alguns problemas relacionados com o ambiente ártico e com dificuldades no financiamento do gasoduto.

Os recursos gasistas do Canadá são tão vastos como os dos EUA. Desde 1974, tem-se procurado estimular a exploração e a comercialização das reservas descobertas. Novas tecnologias e uma economia de produção mais elaborada serão fundamentais para definir claramente e otimizar as reservas nacionais. Não obstante as incertezas que rodeiam os recursos potenciais, o Canadá tem potencialidades bastantes para fazer face às suas necessidades internas e inclusivamente incrementar as exportações. As reservas do Ártico têm revelado dimensões tais que justificam sistemas de transporte adequados; tal empreendimento requer investimentos dispendiosos e novas tecnologias, para o que economias de escala se revelarão como uma ajuda muito valiosa, nomeadamente no potenciar de actividades de exportação.

Foi com *Groningen* que a Holanda conseguiu revelar, em 1960, todo o seu potencial gasista, quer enquanto fonte energética para consumo nacional, quer como produto para exportação. Para tal, foram tomadas medidas como: a cessação de alguns contratos de exportação, a flexibilização dos contratos remanescentes no tocante ao padrão de entrega anual dos volumes contratados, o faseamento da utilização do gás doméstico na produção de electricidade e em grandes produtores industriais e o aumento do preço do gás nacional. Deste modo, procurava-se que, face a quebras no abastecimento por parte de países não-OCDE, se dispusesse de um jazigo de gás alternativo, capaz de lhes fazer face a curto e médio prazo. O ritmo de exploração determinará o desenvolvimento das reservas, mas subsistem dúvidas quanto ao efeito da esperada remodelação fiscal no desenvolvimento dos pequenos jazigos.

A Noruega poderá, nos anos 90, superar a Holanda e o Canadá enquanto país exportador de gás. A política de exportação norueguesa será um factor crítico na oferta de gás da Europa continental. Este país tem potencialidades para compensar a redução das exportações de gás holandesas - a verificação de tal hipótese vai depender basicamente de três factores: de o desenvolvimento do perfil de grande produtor e exportador poder ser ou não compatibilizado com as estruturas sócio-económicas existentes e de que a Noruega parece não querer abdicar; da política de exportação de gás; e dos custos de desenvolvimento e transporte das novas reservas. O programa de *leasing* e o regime fiscal, conjuntamente com resultados comerciais favoráveis, têm gerado um substancial empenho na promoção das exportações. Uma vez provadas as descobertas com potencial comercial, há que investir em pesados sistemas de transporte. Uma opção de transporte seria a ligação aos existentes terminais de gás liquefeito; outra a construção de um gasoduto, via Suécia e Dinamarca, que facultasse a ligação à rede europeia. Subsistem, não obstante, alguns obstáculos à produção dos montantes máximos de

gás, nomeadamente os que se prendem com a política de exportação, os problemas técnicos relacionados com o clima hostil do Mar do Norte e os requisitos em matéria laboral.

Com reservas de gás idênticas às argelinas e em condições de garantir um fornecimento estável, a Noruega parece querer conquistar o mercado europeu. Tal facto esteve certamente na base da solidariedade que alguns membros da União Europeia recentemente manifestaram para com este país no decorrer do processo negocial de Bruxelas. O grande jogo político liderado pelos alemães e secundado pelos dinamarqueses foi o resultado de uma estratégia conjunta para fazer ingressar uma Noruega rica em recursos energéticos dentro do eixo da CE. Tornando-se inesperadamente uma potência energética, os noruegueses estão cientes do seu valor comercial e pressionam a alta de preços. A Noruega é, de facto, dos produtores europeus, o que oferece melhores garantias de continuidade. Mas para tal, é necessário que Oslo mantenha o desenvolvimento dos seus gasodutos oceânicos para o continente europeu ao ritmo actual. A adesão comunitária daquele país seria o garante de uma política energética não desvirtuada.

O Reino Unido tem adoptado uma política de aumento da oferta, em paralelo com o prémio para a procura - tem procurado aumentar as importações, de modo a diferir a exploração das reservas internas. A produção máxima de gás, balizada pela procura e pelas importações, poderá ser restringida pelo próprio sistema de abastecimento de gás (o Governo abandonou a ideia de construir um mega-sistema abastecedor, delegando tal tarefa nas empresas directamente envolvidas), pelos imperativos de política fiscal e pelo próprio sistema de fixação de preços. A promoção da concorrência no mercado permanece como o grande objectivo de política.

Fora da OCDE, as vastas reservas existentes representam uma oportunidade para os países industrializados aumentarem e diversificarem a sua oferta de energia. Mas existem alguns factores que poderão inibir o desenvolvimento dos projectos de exportação, de entre os quais salientamos os custos de transporte e a disponibilidade de alternativas menos onerosas. Nomeadamente, os compromissos comerciais para com os mercados locais antepõem-se a qualquer programa de exportação. Nos países da OCDE, cerca de 66% do total de reservas destinam-se aos mercados internos, ao passo que nos países pertencentes à OPEP apenas 18% se destinam ao abastecimento interno.

De entre os principais exportadores não-OCDE destaquem-se dois:

A ex-URSS: concentra 35% das reservas mundiais, 75% das quais na Sibéria. A disponibilidade de reservas não é, pois, um factor limitativo; as maiores dificuldades advêm antes das adversidades do clima e da inexistência de infraestruturas adequadas. A criação de infraestruturas poderá tornar-se no elemento catalizador/potenciador do desenvolvimento, para

o que a comparticipação dos países da OCDE seria um factor privilegiado [IEA 82]. O perfil do consumo de gás na ex-URSS até ao ano 2000 é bastante confuso (cf. **Quadro VI**, Anexo II): o gás é largamente utilizado nas indústrias energético-intensivas e, na tentativa de destronar o petróleo, não é claro até que ponto o carvão e o nuclear poderão tomar o lugar cimeiro do gás nestas utilizações. O potencial de exportação poderá, contudo, ser travado por factores económicos, políticos e técnicos.

A Argélia foi o primeiro país a exportar gás numa escala comercial e a planear grandes programas de exportação de GNL. Alguns problemas técnicos e os elevados custos operativos e de capital associados à liquefacção/regaseificação do gás (que levaram inclusivamente ao cancelamento de vários contratos com a Europa e até mesmo com o seu maior cliente - os EUA) terão provocado a viragem para a exportação via gasoduto. Desta alteração de estratégia fazem parte o sucesso técnico do gasoduto *TransMed* e o projecto SEGAMO. O factor determinante dos futuros níveis das exportações argelinas será o resultado das renegociações dos preços de exportação. Os primeiros projectos de exportação foram designados para proporcionar apenas uma taxa de rentabilidade capaz de cobrir o investimento em infraestruturas; actualmente, a Argélia procura também valorizar o gás enquanto mercadoria, com valor de troca intrínseco e comercialmente atractivo.

É uma questão em aberto saber se, quando e como é que estes potenciais excedentes exportáveis poderão ser produzidos. Os elevados custos de transporte para o mercado tornam a localização relativa dos jazigos uma questão determinante na decisão. Um outro factor crítico é o valor a atribuir às reservas que permanecem no subsolo: depende dos acordos estabelecidos para o *marketing* do gás, das expectativas em relação ao preço do petróleo e da situação em termos de recursos globais, dos acordos financeiros e das aspirações do país em causa. Não obstante, o quadro traçado no evoluir provável das reservas gasistas concede um significativo espaço de manobra para o delinear de políticas credíveis e consistentes no sector do gás.

CONCLUSÕES

O mercado do gás natural apresenta algumas especificidades próprias, nomeadamente no que se refere às formas dos contratos e formação dos preços ao longo de toda a cadeia. Para a compreensão da velocidade de penetração do GN nos balanços energéticos europeus é fundamental uma boa apreensão do tipo de relacionamento que se estabelece entre produtores e consumidores, bem como do próprio papel do Estado, dada a forte componente pública existente nas empresas gasistas dos países consumidores. O objectivo do presente trabalho consistiu na identificação das mais relevantes características do mercado europeu do gás natural e na ponderação dos factores-chave na evolução do mesmo.

A análise e sistematização efectuadas são de extraordinária importância, nomeadamente pela contribuição que poderão proporcionar ao estudo do caso português, numa altura em que o país investe fortemente nas redes de transporte e distribuição de gás e em que os agentes no mercado procedem à definição de estratégias de intervenção no que se refere: à política de ligação à rede europeia, à política de abastecimento, à política de preços e ao poder regulador.

Os elementos fulcrais na penetração do gás nos sistemas energéticos continuarão a ser a disponibilidade de reservas, os requisitos da procura e o resultante preço relativo do gás no mercado consumidor. Inicialmente, as políticas energéticas foram delineadas tendo como premissa reservas de gás limitadas e dispendiosas, mas uma análise dos maiores produtores deixa transparecer uma base de recursos alargada e que não constitui limite à exploração: a oferta não se debate actualmente com dificuldades inultrapassáveis na exploração dos recursos. O GN é uma alternativa relativamente limpa, credível e que não tem usos cativos, podendo ser utilizado em todos os segmentos de consumo. Este pode ser também um dos seus principais *handicaps*, uma vez que depende fortemente da competitividade económica ao nível da utilização final. Dado o actual nível de preços do petróleo, o gás pode ser produzido, transportado a longa distância e comercializado competitivamente, com uma satisfatória taxa de rentabilidade do capital investido e um crescente elemento de renda económica para os detentores dos recursos. O factor crítico é saber se os desejos dos produtores em obter esta renda económica acrescida será conciliável com preços no consumidor competitivos. Podendo as negociações entre comprador e vendedor resolver esta questão, o facto é que ela tem sido altamente politizada.

Somente com redes de gasodutos bem dimensionadas é possível manter níveis de abastecimento de GN ao nível dos montantes irregulares do seu consumo. As infraestruturas de transporte do gás, via gasoduto ou metaneiro, são frequentemente apontadas como o factor

mais limitativo da penetração do gás no mercado. Os elevados requisitos em capital e a rigidez que lhes está associada tornam as transacções gasistas muito menos flexíveis que o transporte de petróleo. Contudo, o transporte do gás é fundamental para a segurança no abastecimento e as limitações da infraestrutura que lhe serve de base poderão ser superadas se as economias de escala que proporcionar forem significativas. A interligação das redes de transporte de gás à escala europeia poderá ser um dos meios de superar as limitações apontadas e evitar a ruptura no abastecimento, muito embora a rede europeia deva ser edificada tendo como base imperativos de racionalidade económica, respondendo às reais necessidades de interligação entre produtores e consumidores. O estabelecimento de contratos a longo prazo foi a base de sustentação da infraestrutura actual.

Quanto à estruturação do mercado, nem a oferta nem a procura reúnem as condições requeridas pela eficiência na afectação dos recursos: a coexistência de monopólios, cartéis, empresas verticalmente integradas e monopsonios retiram o imperativo da eficiência. A tendência actual no mercado europeu é para que os "tradicionais" monopólios naturais cedam lugar a oligopólios bilaterais onde a oferta polarizada se confronta com consórcios de consumidores bem estruturados. No limite, uma indústria compartimentada, liberalizada e concorrencial revelar-se-á como o culminar de alguns dos programas de privatização em curso ou projectados. Na organização interna do mercado, é patente a presença de decisores-chave muito bem coordenados e organizados, com capacidade para influenciar o resultado. O ajustamento é um processo mais complexo e estruturado, o processo de decisão mais consciente e ponderado do que num mercado "vulgar", onde é constante o *trade-off* cooperação-conflito. As alianças obrigam a uma negociação e planeamento estratégico bastante meticulosos, até mesmo arriscados, e a interdependência num mercado oligopolista poderá impôr regras de conduta tácitas que limitam as opções estratégicas de cada um dos oligopolistas. A diversidade de interesses e de postura política dos intervenientes no negócio do gás limita, porém, as possibilidades de cooperação aberta ou tácita entre os mesmos. A solução Nash-Cournot é, pois, a melhor descrição do mercado do gás em termos de estratégia explicativa do comportamento dos oligopolistas.

A relação contratual que une os participantes no negócio gasista é um reflexo da estrutura do mercado: o reduzido número de agentes envolvidos, os longos períodos de tempo em que vigoram os contratos e a complexidade dos esquemas de preços deixam transparecer alguma rigidez que importa superar. Face à inexistência de um mercado *spot*, as transacções gasistas regem-se por objectivos e regras de longo prazo, de que a indexação ao preço do petróleo parece ser o único elemento directamente associado ao evoluir do mercado energético. A indexação do preço do gás ao preço do petróleo poderá, porém, revelar-se como uma limitação na emancipação do GN enquanto fonte de energia realmente alternativa. Contudo, a tradicional



indexação dos contratos de gás a um cabaz de preços de produtos petrolíferos poderá tornar-se mais difícil e, ao quebrar-se tal indexação, novas oportunidades surgirão para o GN. A negociação dos contratos gasistas é, pois, um processo complexo, que envolve vários produtores e consumidores em diferentes pontos do tempo e que se desenrola num ambiente de informação imperfeita: os consumidores muitas vezes ignoram os custos exactos dos produtores, e estes conhecem vagamente a política das empresas distribuidoras. Como tal, é perfeitamente possível que ambas as partes do mercado venham a ter expectativas diferentes acerca da futura evolução do mercado.

A presença do poder regulador na organização do sector energético e no próprio delinear dos contratos que lhe servem de suporte continua a ser marcante: o estatuto de sector estratégico faculta ainda um forte pendor intervencionista aos órgãos reguladores. Indubitavelmente, tal tem afectado a localização da produção e do consumo, a escala e a configuração do padrão de comércio e a utilização de fontes energéticas alternativas. A intervenção estatal com vista a induzir o sector energético a operar de acordo com os objectivos de eficiência económica, equidade, emprego e qualidade ambiental, apenas poderá ser bem sucedida se tomar em conta as restrições impostas pelo sistema de mercado. Não obstante a diversidade de formas que a intervenção estatal assume nos mercados europeus, assiste-se actualmente a uma tendência clara para a promoção da concorrência, para a privatização e para a desregulamentação. A liberalização do mercado apenas poderá ser real mediante a instauração de um sistema de acesso de terceiros à rede, onde a venda directa passaria a ser possível, para o que a criação de um sistema regulamentar comum se viria a revelar de primordial importância.

A postura da Comunidade Europeia será determinante no impulso à edificação de um sistema integrado de aprovisionamento, à adopção de medidas que favoreçam a segurança no abastecimento e a protecção do ambiente. Num mercado europeu que, na realidade, é a conjugação de um conjunto de mercados segmentados, construir uma Europa com um pavimento energético sólido é, não só a garantia de um cada vez mais forte envolvimento europeu, como também o reforço da solidariedade inter-estados. A nível europeu, o mercado padece paralelamente da inexistência de uma harmonização técnica, fiscal e legislativa que poderia facilitar a interacção dos intervenientes. A criação do Mercado Interno da Energia abrange três grandes áreas: a concorrência no transporte e distribuição e a transparência de preços, a integração de redes e a abolição de direitos exclusivos de importação e exportação. Também na construção das grandes redes transeuropeias, o impulso político se revela como a grande panaceia dos males energéticos.

O problema dos consumidores europeus nas próximas décadas não será a escassez de oferta, mas antes a questão da dependência de áreas politicamente instáveis e a pressão exercida

pelos produtores num mercado praticamente impenetrável. O interesse para com as questões relativas à segurança têm evoluído ao longo dos tempos. Nos anos 90, o foco da atenção será a turbulência política nos principais países produtores, com destaque para a Rússia e para a Argélia. Internamente, será o consumidor residencial o alvo das atenções do poder regulador, uma vez que será o que menos beneficiará da concorrência acrescida e o que mais será afectado por variações nos preços e na oferta. A credibilidade da oferta não poderá, pois, estar dissociada dos riscos políticos; daí a imprevisibilidade da evolução de longo prazo do preço do gás nos mercados mundiais.

O ambiente e a diversificação energética revelaram-se como os grandes impulsionadores de uma utilização sustentada do gás. As preocupações ambientais são cada vez mais prementes e requerem medidas de política em conformidade num dos sectores mais poluentes. A consideração das repercursões ambientais da cadeia gasista constitui a antecâmara de uma maior consciencialização e responsabilização para com o ambiente enquanto bem comum. Tomar o GN como referência e promover a sua utilização generalizada é, não só, proteger o ambiente, como também postular a diversificação energética. A diversificação deverá ser entendida a dois níveis distintos: diversificação de fontes de energia e diversificação de fontes de abastecimento. Evitar a comprometedora dependência de um único pólo energético (pólo entendido como fonte energética e de abastecimento) poderá, contudo, esbarrar com algumas restrições de carácter empírico, difíceis de superar a breve trecho. A infraestrutura gasista e a própria estrutura contratual lideram na consideração dos potenciais constrangimentos, mas a própria fragmentação do mercado poderá também limitar a flexibilidade requerida por tal estratégia: a segmentação da rede gasista e a inexistência de uma infraestrutura de transporte e distribuição integrada poderá inviabilizar grande parte dos esforços de flexibilização e diversificação. Contudo, os projectos em curso no domínio da interligação das redes de transporte, nomeadamente o gasoduto do Magreb e o gasoduto do Canal da Mancha, abrem novas perspectivas nas transacções gasistas, nomeadamente pelo suporte que concedem ao *common carrier*.

O actual ritmo de descoberta de novas reservas favorece o delinear de uma política consistente para o futuro mercado gasista. Numa altura em que as questões ambientais passaram a condicionar fortemente as opções energéticas, o GN surge como a energia fóssil mais amiga do ambiente e que promoverá a redução da dependência em relação ao petróleo. Não obstante, a possibilidade de se verificar um choque gasista parece ensombrar as expectativas mais optimistas. As estratégias actualmente em curso procuram minimizar a probabilidade de se virem a estabelecer conluios entre produtores, na medida em que promovem a diversificação do risco por uma maior variedade de fontes energéticas e de abastecimento.

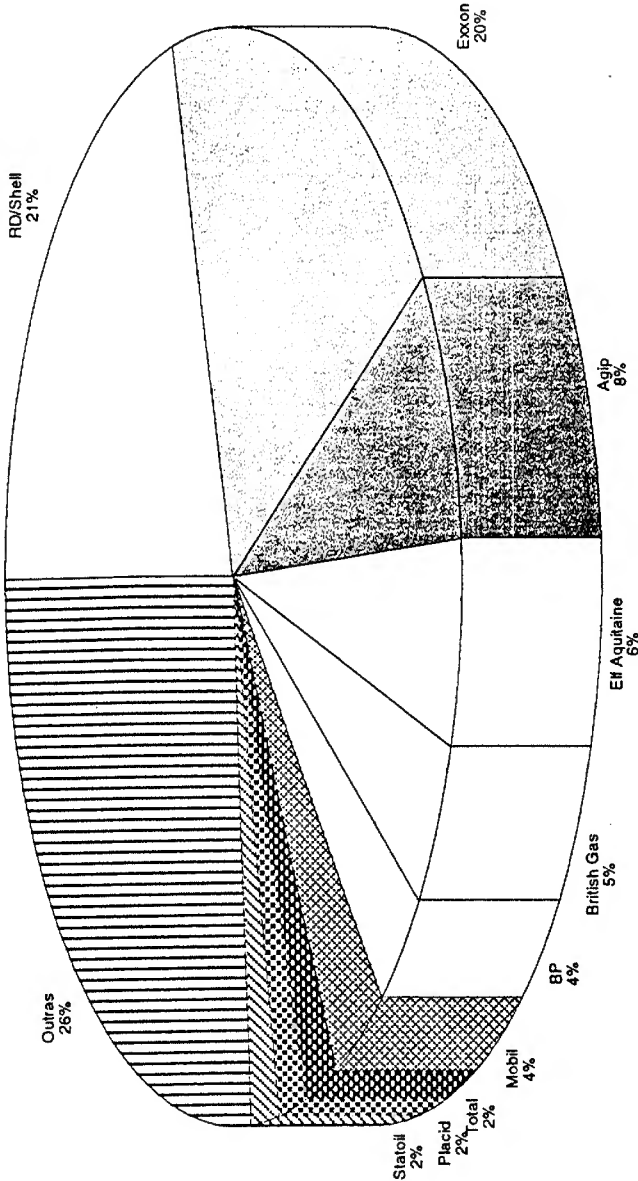
ANEXO I

GRÁFICOS

GRÁFICO I

As Maiores Empresas na Europa Ocidental

Produção Comercializável 1993



Fonte: "Natural Gas: World Reserves and International Markets", Pieter Dekker, 1994

GRÁFICO II:

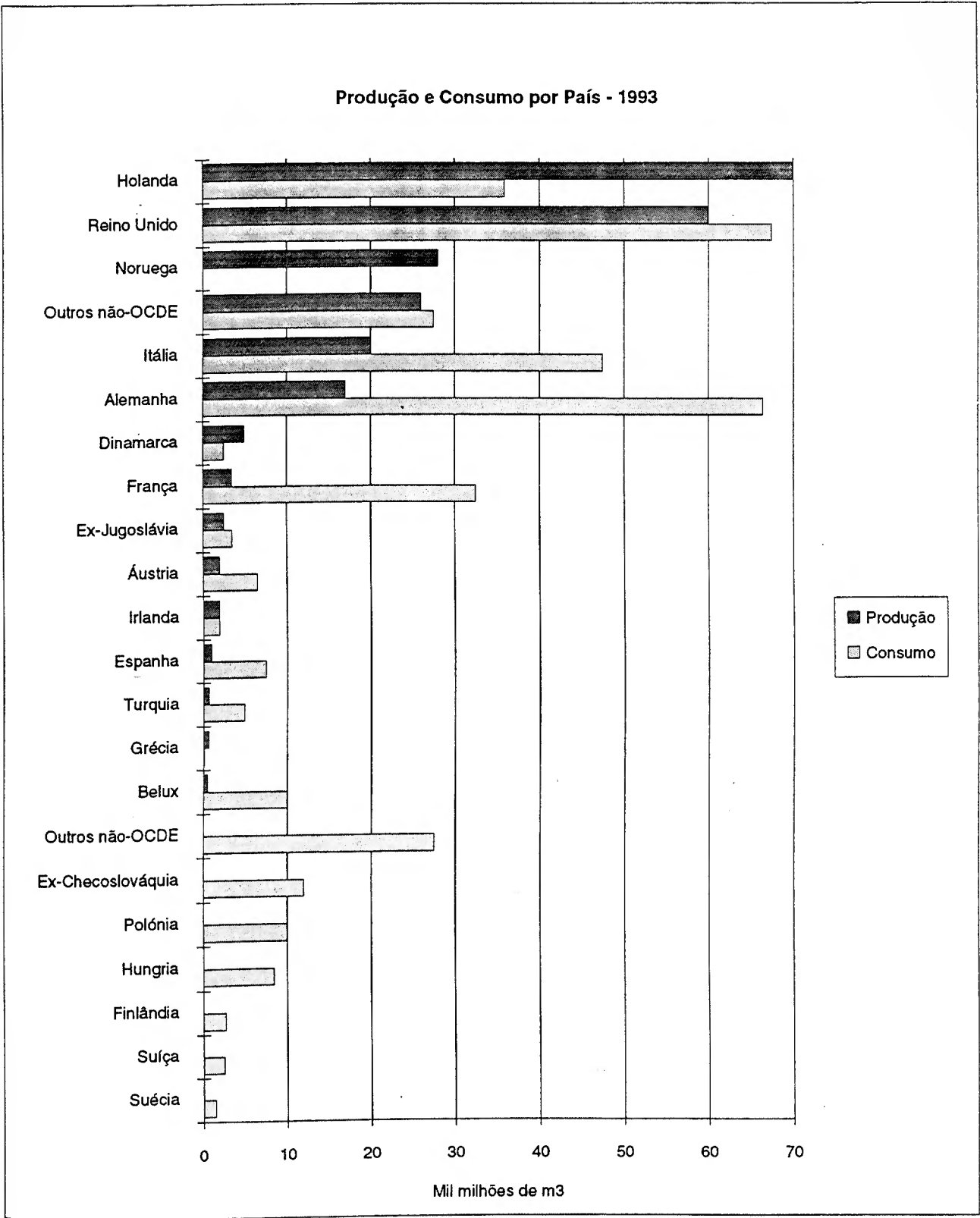
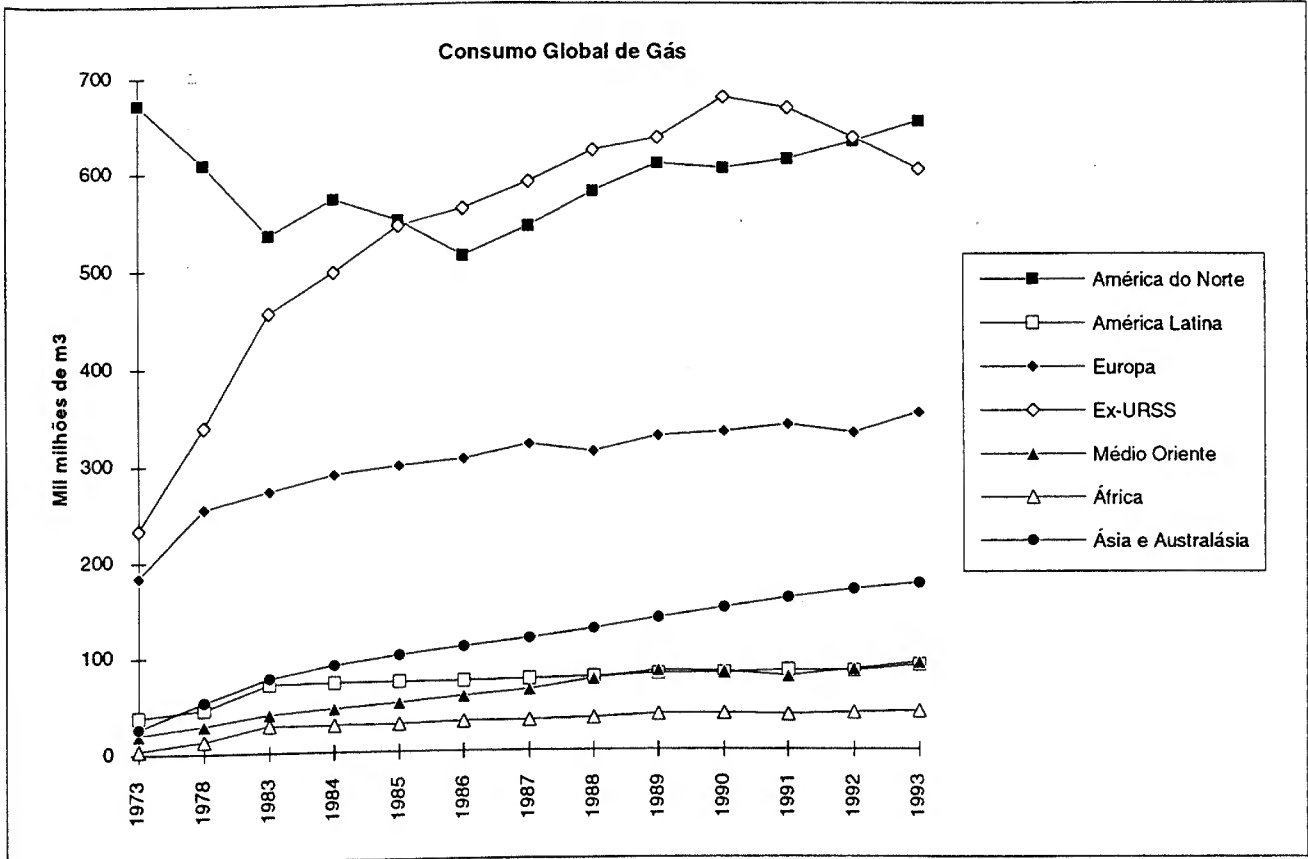
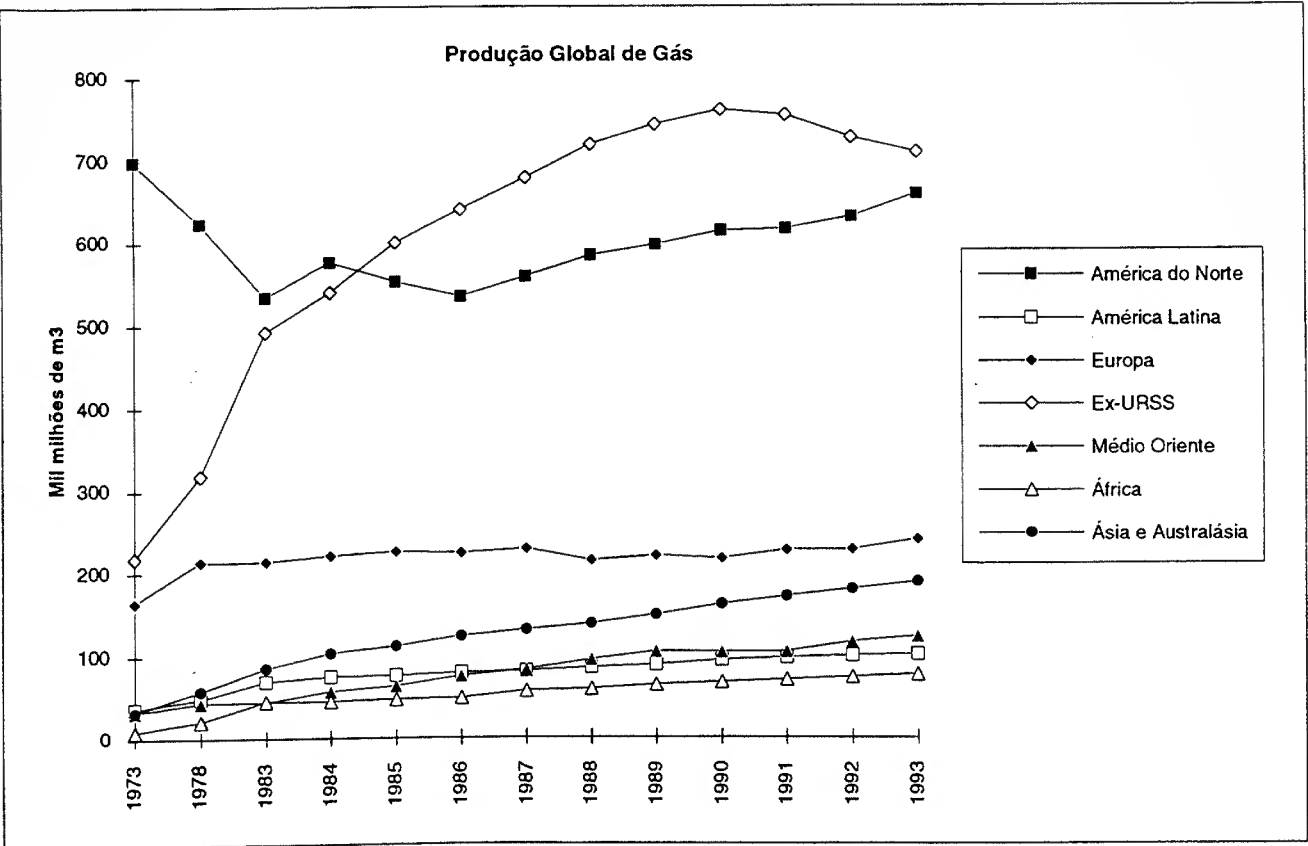
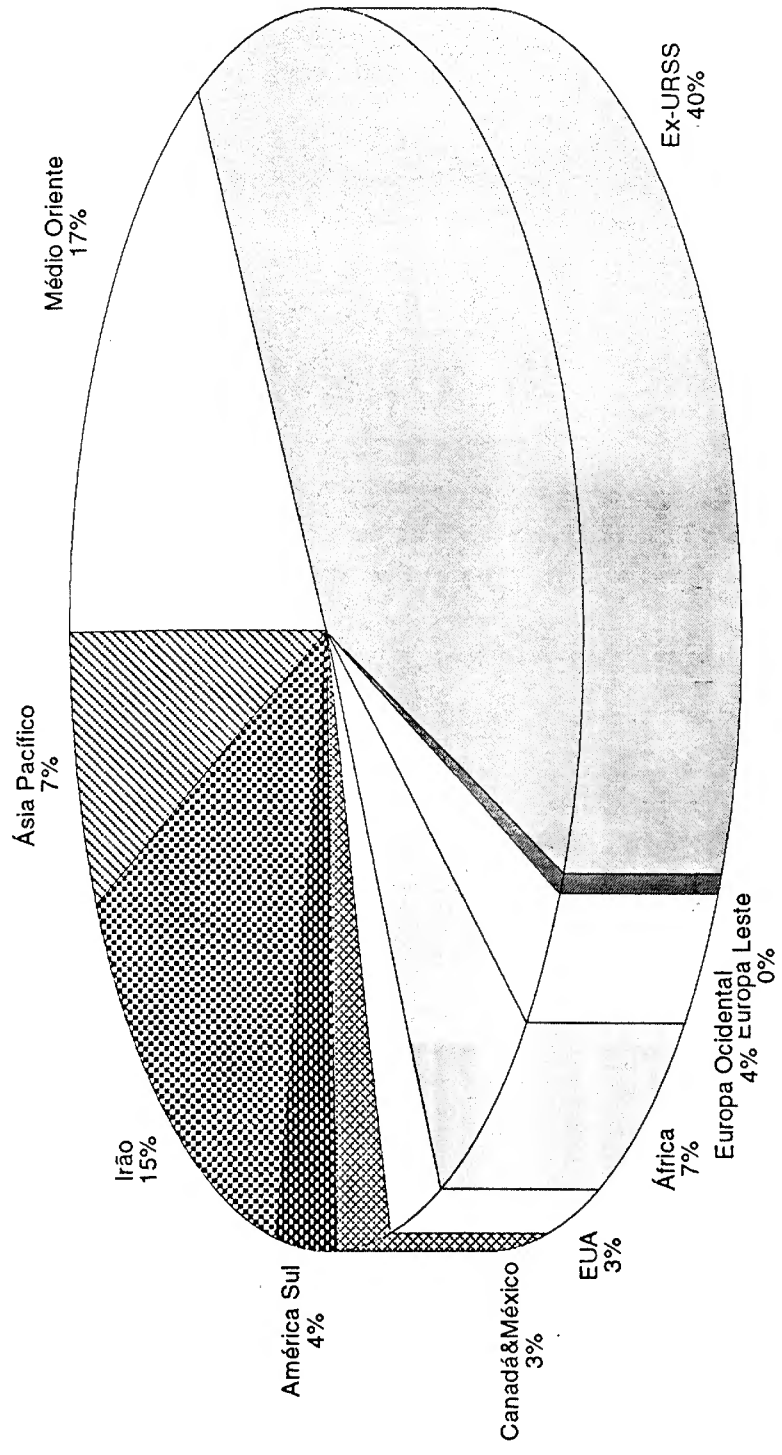


GRÁFICO III:



1994

Reservas Mundiais Provadas



Fonte: "Natural Gas: World Reserves and International Markets", Pieter Dekker, 1994

ANEXO II

QUADROS

QUADRO I:

Procura de Gás na Europa Ocidental por Sector

Unidades: milhões tep

PAÍS	Residencial e Comercial		Indústria		Produção de Electricidade		Outros Usos		TOTAL	
	1989	1995	1989	1995	1989	1995	1989	1995	1989	1995
Áustria	1,1	1,4	1,6	2,1	1,3	1,4	0,3	0,4	4,3	5,3
Bélgica	3,4	4	3,3	3,7	1,3	1,9			8	9,6
Dinamarca	0,6	0,7	0,5	1	0,4	0,7		0,5	1,5	2,9
Finlândia		0,1	1	1,3	0,8	1,7			1,8	3,1
França	13,9	16,1	10,6	12,9	0,3	1,6	0,4	0,4	25,2	31
Alemanha	20,1	23,7	19,4	20,3	12,6	10,8	2,4	7,8	54,5	62,6
Grécia		0,3	0,1	0,9		0,5			0,1	1,7
Irlanda	0,1	0,3	0,8	0,8	0,9	0,3		0,3	1,8	1,7
Itália	14,8	19,7	14,8	16,5	7,1	15,3	0,2	0,8	36,9	52,3
Luxemburgo	0,2	0,3	0,2	0,2		0,2			0,4	0,7
Holanda (*)	15,3	17,8	15,5	15					30,8	32,8
Noruega						0,5	1,7	1	1,7	1,5
Espanha	1,2	1,1	2,9	5,6	0,2	0,3	0,1		4,4	7
Suécia	0,1	0,2	0,2	0,7		1	0,1		0,4	1,9
Suíça	1	0,8	0,6	0,7	0,1	0,1		0,1	1,7	1,7
Turquia		1,5	0,4	4,2	2,5	2,9			2,9	8,6
Reino Unido	30,6	34,3	11,1	13,3	0,2	4,5	4,1	3,9	46	56
Ex-Jugoslávia	3,3	4,9	2	3,2	0,4	0,8	0,3	0,4	6	9,3
Total Europa Ocidental	105,7	127,2	85	102,4	28,1	44,5	9,6	15,6	228,4	289,7

(*) O Sector Industrial inclui a produção de energia

Fonte: Gas Networks in Europe, ECE Energy Series, 1990

QUADRO II:

Principais Transações Spot de GNL(1992/93)
(Milhões m3/ano)

1992				
País	Vendedor	Comprador	Volume	Observações
Argélia/Itália	Sonatrach	SNAM	560	<i>Recurring sales</i>
Indonésia/Japão	Pertamina	Tokio Gas	225	<i>Spot</i>
Malásia/Japão	Malaysia LNG	Osaka Gas	80	<i>Spot</i>
Malásia/Coreia	Malaysia LNG	KGC	160	<i>Spot</i>
Malásia/Japão	Malaysia LNG	Chubu	80	<i>Spot (*)</i>
TOTAL			1105	

1993				
País	Vendedor	Comprador	Volume	Observações
Argélia/Itália	Sonatrach	SNAM	290	<i>Recurring sales</i>
Argélia/Espanha	Sonatrach	Enagas	230	<i>Swap com Distrigaz (**)</i>
Austrália/Bélgica	N.W.Shelf	Distrigaz	230	<i>Swap com Distrigaz (**)</i>
Austrália/Espanha	N.W.Shelf	Enagas	40	<i>Spot</i>
Austrália/Coreia	N.W.Shelf	KGC	75	<i>Spot</i>
Brunei/Coreia	Brunei Coldgas	KGC	75	<i>Spot</i>
Indonésia/Japão	Pertamina	Tokio Gas	225	<i>Spot</i>
Malásia/Coreia	Malaysia LNG	KGCC	390	<i>Spot</i>
Malásia/Japão	Malaysia LNG	Tokio Gas	80	<i>Spot</i>
Malásia/Japão	Malaysia LNG	Tokio G&E	160	<i>Spot</i>
TOTAL			1565	

Fonte: Petrostrategies,
21 Fevº 1994

(*) O plano de entregas para 1993 aparentemente não foi cumprido

(**) Apenas considerado uma vez

QUADRO III:

Estimativa do Comércio Internacional de Gás - 1993
(Por Zona Geográfica)

VIA GASODUTO:

 Unidades: mil milhões de m³

Países Exportadores	América do Norte	América Latina	Europa Ocidental	Europa de Leste	África	Médio Oriente	Ásia / Oceania	Importações Totais via Gasoduto
Países Importadores								
América do Norte	63,83	0,03						63,86
América Latina	1,05	2,23						3,28
Europa Ocidental			74,42	62,00	13,88			150,30
Europa de Leste				33,90		0,50		34,40
África					0,55			0,55
Médio Oriente				5,00		4,60		9,60
Ásia/Oceania							1,50	1,50
Exportações Totais via Gasoduto	64,88	2,26	74,42	100,90	14,43	5,10	1,50	263,49

VIA METANEIRO:

Países Exportadores	América do Norte	África	Médio Oriente	Ásia / Oceania	Importações Totais via Metaneiro
Países Importadores					
América do Norte		2,32			2,32
Europa Ocidental		19,53		0,04	19,57
Ásia / Oceania	1,41		3,35	56,59	61,35
Exportações Totais via Metaneiro	1,41	21,85	3,35	56,63	83,24

VIA GASODUTO E METANEIRO:

Países Exportadores	América do Norte	América Latina	Europa Ocidental	Europa de Leste	África	Médio Oriente	Ásia / Oceania	Importações Totais via Gasoduto e Metaneiro
Países Importadores								
América do Norte	63,83	0,03			2,32			66,18
América Latina	1,05	2,23						3,28
Europa Ocidental			74,42	62,00	33,41		0,04	169,87
Europa de Leste				33,90		0,50		34,40
África					0,55			0,55
Médio Oriente				5,00		4,60		9,60
Ásia/Oceania	1,41					3,35	58,09	62,85
Exportações Totais via Gasoduto e Metaneiro	66,29	2,26	74,42	100,90	36,28	8,45	58,13	346,73

QUADRO IV:

OCDE - EUROPA

Importações de GN pelo País de Origem

	1991	1992	1993
Bélgica	463	486	498
Dinamarca	1 550	1 692	1 777
França	379	1 107	448
Alemanha	1 165	1 315	1 297
Itália	27	31	43
Holanda	38 703	41 573	41 816
Noruega	26 723	28 115	27 138
Total OCDE	69 010	74 319	73 017
Argélia	29 910	31 254	30 527
Libia	1 295	1 510	1 282
Ex-URSS	64 022	62 944	65 686
Outros Não Especificados	131	4	809
Total Não-OCDE	95 358	95 712	98 304
Importações Totais	164 368	170 031	171 321

Exportações de GN pelo País de Destino

Unidades: milhões de m3

	1991	1992	1993
Áustria	189	265	265
Bélgica	7 344	7 756	8 050
França	10 967	11 924	10 747
Alemanha	32 206	34 763	35 980
Itália	6 163	6 470	6 319
Luxemburgo	29	45	0
Holanda	2 575	2 888	3 791
Espanha	0	87	201
Suécia	700	792	861
Suíça	1 796	2 148	2 310
Turquia	321	0	0
Reino Unido	6 725	5 739	4 493
Total OCDE	69 015	72 877	73 017
Outros Não Especificados	7	24	532
Total Não-OCDE	7	24	532
Exportações Totais	69 022	72 901	73 549

UNIÃO EUROPEIA

Importações de GN pelo País de Origem

	1991	1992	1993
Bélgica	463	486	498
Dinamarca	886	941	938
França	47	767	56
Holanda	38 059	40 994	41 225
Noruega	26 723	28 115	27 077
Total OCDE	66 178	71 303	69 794
Argélia	29 910	31 254	30 527
Libia	1 295	1 510	1 282
Ex-URSS	51 850	50 252	52 227
Outros Não Especificados	131	4	809
Total Não-OCDE	83 186	83 020	84 845
Importações Totais	149 364	154 323	154 639

Exportações de GN pelo País de Destino

	1991	1992	1993
Áustria	189	265	265
Bélgica	4 935	5 130	5 510
França	5 580	6 129	5 037
Alemanha	24 070	25 971	26 962
Itália	6 163	6 470	6 319
Luxemburgo	29	45	0
Holanda	23	119	1 081
Espanha	0	87	0
Suécia	700	792	861
Suíça	1 796	2 148	2 310
Turquia	321	0	0
Total OCDE	43 806	47 156	48 345
Outros Não Especificados	7	24	532
Total Não-OCDE	7	24	532
Exportações Totais	43 813	47 180	48 877

Fonte: IEA Statistics 1993

QUADRO V:

Produção Bruta e Comercializável de GN no Mundo

(mil milhões de m3)

	Produção Bruta (*)	Gás Reinjectado	Gás queimado e liberto	Outras perdas	Produção comercializável (**)
América do Norte	819,50	101,47	7,78	49,00	661,25
América Latina	140,26	21,40	12,04	17,32	89,50
Europa Ocidental	257,27	17,56	2,98	6,11	230,62
Europa de Leste	810,71	0,06	10,50	10,50	789,65
África	207,35	72,43	43,88	8,38	82,66
Médio Oriente	216,58	50,53	20,22	24,91	120,92
Ásia/Oceania	211,51	14,53	8,63	4,88	183,47
Total Mundial	2663,18	277,98	106,03	121,10	2158,07

NA EUROPA OCIDENTAL:

	Produção Bruta	Gás Reinjectado	Gás queimado e liberto	Outras perdas	Produção comercializável
Áustria	1,54	0	0	0	1,54
Dinamarca	6,71	1,98	0,21	0	4,52
França	4,9	0	0	1,38	3,52
Alemanha (Leste)	1,35	0	0	0	1,35
Alemanha (Oeste)	18,03	0	0	0,7	17,33
Grécia	0,12	0	0	0,05	0,07
Irlanda	2,69	0	0	0	2,69
Itália	19,4	0	0	0	19,4
Holanda	84,01	0	0	0	84,01
Noruega	41,58	12,88	0,34	0,98	27,38
Espanha	0,63	0	0	0	0,63
Reino Unido	73,62	2,7	2,43	3	65,49
Jugoslávia	2,69	0	0	0	2,69
TOTAL	257,27	17,56	2,98	6,11	230,62

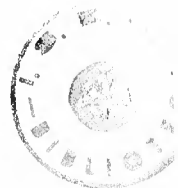
NA EUROPA DE LESTE:

	Produção Bruta	Gás Reinjectado	Gás queimado e liberto	Outras perdas	Produção comercializável
Albânia	0,09	0,06	0	0	0,03
Bulgária	0,07	0	0	0	0,07
Rep. Checa e Eslov.	0,34	0	0	0	0,34
Ex-Urss	778,14	0	10,5	9,9	757,74
Hungria	5,63	0	0	0,3	5,33
Polónia	4,95	0	0	0	4,95
Roménia	21,49	0	0	0,3	21,19
TOTAL	810,71	0,06	10,5	10,5	789,65

FONTE: Natural Gas in the World
1994 Survey, CEDIGAZ

(*) A produção bruta corresponde à produção total de GN, antes de o gás sofrer qualquer perda, ser queimado, reinjectado ou processado.

(**) A produção comercializável é um conceito adoptado a nível internacional para definir a contribuição do gás natural para os balanços de energia primária.



QUADRO VI:

Estrutura do Consumo de Gás na Rússia

(mil milhões de m3)

	1990	1991	1992	1993
Produção	640,2	643,0	640,4	617,6
Variações de stock (saídas)	24,9	29,1	30,4	28,3
Exportações para a Europa	110,1	105,2	99,1	100,9
Exportações para outras Repúblicas da URSS	92,0	90,0	90,0	78,6
Variações de stock (entradas)	27,8	31,1	32,4	41,1
Consumo via gasoduto	56,7	59,7	59,4	42,4
Consumo	378,5	386,1	389,9	382,9
incluindo:				
Electricidade	179,0	179,5	176,8	163,9
Metalurgia	37,2	36,5	32,8	34,4
Química	31,1	30,5	26,2	27,0
Materiais de Construção	21,2	20,9	20,8	19,8
Outros (*)	110,0	118,7	133,3	137,8

Fonte: VNIIGAS

(*) Outros ramos da indústria e consumidores municipais

Bibliografia

[AMARAL 91]

Amaral, L. Mira, "A Carta Europeia da Energia no Contexto da Integração Europeia", *Revista Valor*, Dezembro 1991.

[AVATI 95]

AVATI, Helen, "Europe's False Sense of Supply Security", *Gas World International*, Maio 1995.

[BP 94]

BRITISH PETROLEUM, *BP Review of World Gas*, BP Exploration Operating Company Ltd, England, 1994.

[BROMLEY 86]

BROMLEY, Daniel (editor), *Natural Resources Economics: Policy, Problems and Contemporary Analysis*, Recent Economic Thought, Kluwer.Nijhoff Publishing, 1986.

[CAIRNCROSS 92]

CAIRNCROSS, Frances, "Protection de l'environnement et commerce international", *Problèmes Économiques*, nº2301, 25 Novembro 1992.

[CORE 89]

CENTER FOR OPERATIONS RESEARCH & ECONOMETRICS, *Major Themes in Energy 2010 - Modelling of Gas Trade in the Internal Energy*, UCL, 1989.

[CHERMACK 95]

CHERMACK, Janie e PATRICK, Robert, "Technological Advancement and the Recovery of Natural Gas: The Value of Information", *The Energy Journal*, International Association for Energy Economics (IAEE), Vol.16, Nº1, 1995.

[COELHO 92]

COELHO, João Dias, "O Gás Natural e a Política Energética Nacional", *Ingenium* - Revista da Ordem dos Engenheiros, Dezembro 1992.

[CCE 90]

COMISSÃO DAS COMUNIDADES EUROPEIAS, *A Energia na Comunidade Europeia*, Serviço das Publicações Oficiais da CE, Luxemburgo, 1990.

[CCE 92]

COMISSÃO DAS COMUNIDADES EUROPEIAS, *Energia: Um desafio para a Europa e para o Mundo*, Abril 1992.

[CCE 93]

COMISSÃO DAS COMUNIDADES EUROPEIAS, *Promoção de Tecnologias Energéticas para a Europa* - THERMIE, 1993.

[CCEG 87]

COMITÉ DE CONTRÔLE DE L'ÉLECTRICITÉ ET DU GAZ, *Rapport Annuel*, Bruxelles, 1987.

[COSTA 93]

COSTA, J.A., "O Gás Natural no Contexto da Península Ibérica - Sua Integração na Europa Comunitária", *Ingenium* - Revista da Ordem dos Engenheiros, Março 1993.

[COURNOT 94]

COURNOT- GANDOLPHE, Sylvie, *Natural Gas in the World - 1994 Survey*, Cedigaz, Junho 1994.

[CRUCES 94]

CRUCES, José, *Optimização de Redes de Transporte e de Distribuição de Gás*, Dissertação para a obtenção do grau de Mestre em Matemática Aplicada à Economia e à Gestão, ISEG, Lisboa, 1992.

- [DEKKER 94]
DEKKER, Peter, *Natural Gas: World Reserves and International Markets*, at the Symposium "Natural Gas in the Portuguese Energy Context", Lisbon, 1994.
- [DETOURNÉ 95]
DETOURNÉ, Claude e CAROUGE, Christian, "Le Réseau de Transport Européen", *GAZ d'Aujourd'hui*, N°4, 1995.
- [DE VANY 93]
DE VANY, Arthur e WALLS, David, "Pipeline Access and Integration in the Natural gas Industry: Evidence from Cointegration Tests", *The Energy Journal*, vol.14, n°4, 1993.
- [DIARD 94]
DIARD, Michel, "Transport d'Énergie: Economiser 35 Milliards de F par An", *Le Moci*, 14 Março 1994.
- [DGE 92]
DIRECÇÃO GERAL DA ENERGIA, *Gás Natural - Colectânea de Legislação*, Lisboa, Novembro 1992.
- [DGE 92]
DIRECÇÃO GERAL DA ENERGIA, *A Factura Energética Portuguesa*, n°8, Dezembro 1992.
- [DE 91]
DOCUMENTAÇÃO EUROPEIA, *A Energia na CE*, Serviço das Publicações Oficiais das CE's, Periódico 7/90, Luxemburgo, 1991.
- [DORNBUSCH 88]
DORNBUSCH, Rudiger e FISCHER, Stanley, *Macroeconomics*, McGraw-Hill International Editions, 1988.
- [ECONOMIE EUROPÉENNE 92]
"Le Défi Climatique", *Economie Européenne*, n°51, Maio de 1992.
- [ECONOMIST 95a]
"Time to help Algeria", *The Economist*, 18 Fevereiro de 1995.
- [ECONOMIST 95b]
"If Islamists rule Algeria", *The Economist*, 25 Fevereiro de 1995.
- [ECONOMIST 95c]
"Living with Islam", *The Economist*, 18 Março de 1995.
- [ECONOMIST 95d]
"What's the difference between Algeria and Turkey?", *The Economist*, 18 Março de 1995.
- [ESTRADA 88]
ESTRADA, Javier *et al*, *Natural Gas in Europe: Markets, Organization and Politics*, London and New York Pinter, 1988.
- [FERREIRA 89]
FERREIRA, João de Jesus, "Energia: Que Dependência?", *Semanário Expresso*, Caderno de Economia, Lisboa, 14 Outubro 1989.
- [FERREIRA 94]
FERREIRA, João de Jesus e Teresa, *Economia e Gestão da Energia*, Texto Editora, Lisboa, 1994.
- [FERRITER 94]
FERRITER, John, "Le Gaz et Notre Avenir Commun: Perspectives Internationales", *Gaz d'Aujourd'hui*, N°11, 1994.
- [GAFO 92]
GAFO, J., *Mercado Interior de Petróleo, Seminario sobre el Mercado Unico de la Energia*, Asociación de Empresas Refinadoras de Petróleo (ASERPETROL), 1992.
- [GOLOMBEK 87]
GOLOMBEK, R., HOEL, M. e VISLIE, J., *Natural Gas Markets and Contracts*, Elsevier Science Publishers B.V. (North-Holland), 1987.

- [GOLOMBEK 95]
GOLOMBEK, R. *et al*, "Effects of Liberalizing the Natural Gas Markets in Western Europe", *The Energy Journal*, International Association for Energy Economics (IAEE), Vol.16, Nº1, 1995.
- [IEA 82]
INTERNATIONAL ENERGY AGENCY, *Natural Gas: Prospects to 2000*, Organisation for Economic Cooperation and Development (OCDE), 1992.
- [IEA 93]
INTERNATIONAL ENERGY AGENCY, *Oil and Gas Information*, Organisation for Economic Cooperation and Development (OCDE), 1993.
- [IEA 93]
INTERNATIONAL ENERGY AGENCY, *Investing in Energy Efficiency: The Role of Third Party Financing - Conference Proceedings*, Lisboa, 28-29 Outubro 1993.
- [JESTIN-FLEURY 95]
JESTIN-FLEURY, Nicole, "UE: Écarts de Prix du Gaz en baisse por les Gros Industriels", *Petrostrategies*, 6 de Março 1995.
- [JESTIN-FLEURY 95]
JESTIN-FLEURY, Nicole, "UE: Vers un Compromiss sur le Marché Électrique", *Petrostrategies*, 3 de Abril 1995.
- [JESTIN-FLEURY 95]
JESTIN-FLEURY, Nicole, "Gas Européen: Quel sera le Role de l'Interconnector?", *Petrostrategies*, 15 Maio 1995.
- [KRUGMAN 92]
KRUGMAN, Paul, "Does the New Trade Theory Require a New Trade Policy?", *The World Economy*, vol.15, nº4, Julho 1992.
- [LAGANIER 86]
LAGANIER, Jean e LAURENCUN, Jean-Paul, "L'Europe dans l'Économie Mondiale", *Revue Tiers Monde*, nº107, Julho/Setembro 1986.
- [LÁZARO 94]
LÁZARO, Adolfo, "Espanha: A Aposta no Gás", in *Revista Valor*, 1 Julho 1994.
- [LOUÇÃO 94]
LOUÇÃO, Isabel Maria, *A Penetração do Gás Natural nos Transportes Rodoviários*, Dissertação de Mestrado em Economia e Política de Energia e Ambiente, ISEG, Lisboa, 1994.
- [MARTINS 83]
MARTINS, Álvaro, *O Racionamento de Energia em Situação de Crise - Abordagem pela Programação Multiobjectivo*, Dissertação para obtenção de grau de Doutor em Economia, ISEG, Lisboa, 1983.
- [MARTINS 93]
MARTINS, Álvaro, "A Tarificação do Gás Natural", *Lição Síntese - Provas para Obtenção do Título de Agregado*, ISEG, 1993.
- [MATTHIES 93]
MATTHIES, Klaus, "Lessons from Three Oil Shocks", *Intereconomics*, vol.28, Março/Abril 1993.
- [MAXIME 90]
MAXIME, Kleinpeter, *Introduction to Energy Planning*, 1990.
- [MEJDOUB 94]
MEJDOUB, T., "A Encruzilhada Argelina", *Semanário Expresso*, 19 Novembro 1994.
- [MENDONÇA 90]
MENDONÇA, António, "Aspectos Teóricos do Comércio Internacional", Documento de Trabalho Nº2/90, CEDIN, 1990.
- [MENDONÇA 92]
MENDONÇA, António, *Câmbios, Financiamento e Risco*, CEDIN, Colecção Estratégias de Exportação, ISEG, 1992.



[MOREIRA 93]

MOREIRA, Rui, "Energia: A Nova Arma do Ocidente", *Semanário Expresso*, 31 Dezembro 1993.

[MOURA 86]

MOURA, F.Pereira, *Lições de Economia*, Livraria Almedina, 1986.

[NEARY 86]

NEARY, J.Peter e VAN WIJNBERGEN, Sweder (editores), *Natural Resources and the Macroeconomy*, Centre for Economic Policy Research (Reino Unido), 1986.

[OFGAS 87]

OFGAS - OFFICE OF GAS SUPPLY, *Competition in Gas Supply*, London, 1987.

[PERCEBOIS 89]

PERCEBOIS, Jacques, *Economie de L'Energie*, Economica, Paris, 1989.

[PETROLEUM ECONOMIST 94a]

Gas in Europe - A Special Report, *Petroleum Economist*, 1994.

[PETROLEUM ECONOMIST 94b]

Petroleum Economist - The International Energy Journal, Março 1994.

[REES 90]

REES, Judith, *Natural Resources: Allocation, Economics and Policy*, Routledge, 2ª Edição, 1990.

[ROMÃO 92]

ROMÃO, António, *Análise do Comércio Internacional*, CEDIN, Coleção Estratégia de Exportação, ISEG, 1992.

[SAMUELSON 88]

SAMUELSON, Paul e NORDHAUS, William, *Economia*, 12ª Edição, McGraw-Hill, 1988.

[SNAPE 92]

SNAPE, Richard, "Environnement, Commerce International et Competitivité", *Commerce Mondial et Environnement*, K.Anderson e R.Blackhurst (editores), Economica, Paris, 1992.

[SILVA 90]

SILVA, J.Ramos, "As Grandes Correntes do Comércio Internacional", Documento de Trabalho Nº1/90, CEDIN, 1990.

[SILVA 92]

SILVA, J.Ramos, *Política de Preços*, CEDIN, Coleção Estratégia de Exportação, ISEG, 1992.

[SILVA 93]

SILVA, J.Ramos, "Dumping: Evolução do Conceito e Problemas Essenciais para a Política Comercial", Documento de Trabalho Nº1/93, CEDIN, 1993.

[SILVA 88a]

SILVA, N. Ribeiro da, *Uma Política Energética para Portugal*, APEC, Lisboa, 1988.

[SILVA 93b]

SILVA, N. Ribeiro da, "Estratégias no Gás Natural", *Semanário Expresso*, 27 Novembro 1993.

[SILVA 93c]

SILVA, N. Ribeiro da, "Economia e Finanças do Gás Natural", *Semanário Expresso*, 18 Dezembro 1993.

[SEA 92]

SECRETARIADO EUROPEU DO AMBIENTE, "Pela Taxa de Energia CO2", Boletim de Informação *Metamorfose* - a Carta do Ambiente, nº8, 1992.

[SIROEN 95]

SIROEN, Jean Marc, "La Domination Oligopoliste", *Problèmes Economiques*, Nº2433, de 10 Maio 1995.

[STERN 90]

STERN, Jonathan, *European Gas Markets - Challenge and Opportunity in the 1990s*, The Royal Institute of International Affairs, Dartmouth Publishing Company, USA, 1990.



[STIGLER 66]

STIGLER, George, *Essays in the History of Economics*, Chicago, University of Chicago Press, 1966.

[STIGLITZ 88]

STIGLITZ, Joseph, *Economics of the Public Sector*, Second Edition, W.W.Norton Company, New York, 1988.

[TEMPEST 84]

TEMPEST, Paul, *The marketing of Natural Gas*, The World Bank - Energy Department, 1984.

[TRAIN 90]

TRAIN, Kenneth, *Optimal Regulation - The Economic Theory of Natural Monopoly*, 1990.

[TURNER 94]

TURNER, Colin, "Trans-European Networks: The White Paper and Beyond", *Intereconomics*, Vol.29, Setembro/Outubro 1994.

[UN 90]

UNITED NATIONS, *Gas Networks in Europe - Interconnection and Extension*, The ECE Energy Series, 1990.

[VARIAN 87]

VARIAN, Hal R., *Intermediate Microeconomics - A Modern Approach*, W.W. Norton International Student Edition, 1987.

[ZHANG 95]

ZHANG, Zhongxiang e FOLMER, Hank, "The Choice of Policy Instruments for the Control of Carbon Dioxide Emissions", *Intereconomics*, Vol.30, Maio/Junho 1995.